MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Rigoberto Urrutia Molina

2012

INTRODUCCIÓN

Para los efectos del presente documento, se entenderá como transformadores de potencia, a aquellos equipos que se encargan de transferir potencia, desde una área de un sistema eléctrico de potencia a otra, variando los niveles de voltaje y corriente de modo de adecuarlos a las distintas necesidades del sistema. Estos equipos tendrán niveles de voltaje iguales ó superiores a 1 kV. y serán de una potencia aparente igual ó superior a 1MVA.

Los transformadores de potencia son equipos que juegan un importante rol en todo sistema eléctrico. A éstos, los podemos encontrar en centrales generadoras, subestaciones y en innumerables instalaciones industriales.

Cualquiera sea el lugar de instalación, el impacto producido por estos equipos es tal, que los procesos productivos podrían verse seriamente afectados y se enfrentarían a graves pérdidas económicas con la falla de un transformador.

Lo anterior amerita que las empresas deban establecer políticas de mantenimiento eficientes y rigurosas. En particular, para los transformadores, se requiere que las áreas de mantenimiento cuenten con la capacitación y recursos adecuados, a objeto de lograr la mayor confiabilidad de ellos.

El objetivo del presente documento, se inserta dentro de la estrategia adoptada por AES Gener S.A., tendiente a conseguir los grados más altos de confiabilidad en el funcionamiento de los transformadores. Particularmente, este documento pretende ser un manual de consulta para el mantenedor, que le entregue los conocimientos necesarios para la realización de efectivas actividades de mantenimiento y sea un soporte dentro de los programas de capacitación para el personal.

RESUMEN

En el presente documento se hace una descripción, en términos generales, de las partes que constituyen un transformador de potencia. Se realiza un análisis detallado respecto de la constitución y propiedades de los sistemas de aislamiento. Se identifican los distintos tipos de transformadores que se encuentran en el mercado y los elementos accesorios que participan en la operación de ellos.

Por otra parte se exponen los distintos factores que atentan contra la vida de un transformador.

En forma detallada, se describen las distintas actividades que deben realizarse durante las inspecciones periódicas y los mantenimientos programados.

Especial énfasis se pone en los análisis de gases disueltos como herramienta fundamental para conocer el estado de un transformador y diagnosticar los distintos tipos de falla a que puede exponerse.

También se explican los distintos tipos de ensayos a que deben ser sometidos estos equipos y sus frecuencias recomendadas.

Tabla de contenido

CAPITULO 1 CONCEPTOS BÁSICOS......1
1.1 Transformador ideal......1
1.2 Transformador Real......3
CAPITULO 2 ESTRUCTURA BÁSICA......7
2.1 Devanados o Bobinados......7
2.1 Núcleo......11
2.2 Bushings......13
2.3 Tanque o Cuba Principal......14
2.4 Accesorios......15
CAPITULO 3 SISTEMA DE AISLAMIENTO......17
3.1 Aislamiento Sólido......18
3.1.1 Estructura Molecular......18
3.1.2 Grado de Polimerización......19
3.1.3 Características del Papel......20
3.1.4 Factores que Afectan las Características del Papel......20
3.2 Aislamiento Líquido......23
3.2.1 Estructuras Moleculares......24
3.2.2 Degradación Del Aceite Dieléctrico......26
3.2.3 Ensayos Físico-Químico Del Aceite Dieléctrico......28
CAPITULO 4 TIPOS DE TRANSFORMADORES......39
4.1 Transformadores Con Conservador y Libre Respiración......39
4.2 Transformadores Con Conservador y Diafragma......40
4.3 Transformadores Con Conservador y Pulmón......41
4.4 Transformadores Con Presión De Nitrógeno......42
CAPITULO 5 ACCESORIOS......43
5.1 Sistemas De Refrigeración......43
5.1.1 Clase OA: Inmersos en Aceite, auto refrigerados......43
5.1.2 Clase OA/FA: Inmersos en liquido, auto refrigerados / ventilación por aire forzado......44
5.1.3 Clase OA/FA/FA: Inmersos en líquido, auto refrigerados/ ventilación por aire forzado/ ventilación por aire forzado......45
5.1.4 Inmersos en Líquido, Refrigerados por aire/ aceite forzado......45

Clase OA/FOA/FOA: Inmersos en líquidos, auto refrigerados (aceite forzado, aire forzado)....46
5.1.5 Inmersos en Liquido, Refrigeración por Agua....46
5.1.6 Inmersos en Líquido, Líquido forzado....46
5.2 Indicadores De Temperatura De Aceite....47
5.3 Indicadores De Temperatura De Devanados....48
5.4 Indicadores De Nivel De Aceite....50
5.5 Relé De Presión Súbita....52
5.6 Relé Buchholz....53
5.7 Válvula De Alivio De Presión....56
5.8 Relé Falla De Pulmón....57
5.9 Cambiadores de Taps....57
5.9.1 Cambiador de taps manual sin tensión....58
5.9.2 Cambiador de taps bajo carga....59
CAPITULO 6 PROBLEMAS DE HUMEDAD....61
6.1 Distribución Del Agua Entre El Aceite y El Papel....62
6.2 Contenido de Agua en el Aceite....62
6.3 Contenido de Agua en el Papel....65
CAPITULO 7 ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO....69
7.1 Tanque y Radiadores....69
7.1.1 Corrosión Excesiva....69
7.1.2 Fugas De Aceite....69
7.1.3 Bloqueos o Tapones....70
7.1.4 Válvulas....71
7.1.5 Depósitos De Minerales En Tanque y Radiadores....71
7.2 Sistemas de Refrigeración....71
7.2.1 Ventiladores....71
7.2.2 Bombas De Aceite....72
7.2.3 Indicadores de Flujo de Aceite....73
7.2.4 Intercambiadores Agua/ Aceite....73
7.3 Indicadores De Temperatura De Aceite....74
7.4 Indicadores De Temperatura De Devanados....74
7.5 Indicadores De Nivel de Aceite....75
7.6 Dispositivo o Válvula de Alivio de Presión....75
7.7 Relé de Presión Súbita....76
7.8 Relé Buchholz....77

7.9 Secadores de Aire....77
7.10 Manómetro Vacío/Presión....78
CAPITULO 8 GASES DISUELTOS GENERADOS DURANTE LA OPERACIÓN DE UN TRANSFORMADOR....79
8.1 Estado De Un Transformador....80
8.2 Intervalos de Muestreo y Acciones Recomendadas....85
8.3 Temperatura De Descomposición Del Aceite V/S Gases Generados....85
8.4 Tipos De Fallas y Sus Causas....88
8.5 Gases Atmosféricos (N2 , CO2 Y O2)....90
8.6 Factores Que Afectan a Un DGA....90
8.6.1 Temperatura....90
8.6.2 Mezcla de Gases....90
8.6.3 Solubilidad de Gases....91
CAPITULO 9 DIAGNOSTICO DE FALLAS USANDO ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS(DGA)....94
9.1 Cantidad Mínima de Gas....94
9.2 Diagnostico DE Fallas Mediante El Método De Duval....95
9.3 Diagnostico De Fallas Mediante El Método De Rogers....97
9.4 Relación Dióxido De Carbono-Monóxido De Carbono....101
CAPITULO 10 ENSAYOS ELÉCTRICOS EN TRANSFORMADORES....104
10.1 Resistencia De Devanados....104
10.2 Resistencia de Aislamiento....105
10.3 Medidas De Factor De Potencia De Aislamiento....107
10.4 Resistencia De Aislamiento Del Núcleo y Prueba De Conexión Indeseada a Tierra....107
10.5 Medida De Razón De Transformación....108
10.6 Medida De Corriente De Excitación....108
10.7 Ensayo de Análisis de Respuesta de Frecuencia FRA....108
10.8 Resumen De Ensayos A Realizar....112

CAPITULO 1

CONCEPTOS BÁSICOS

1.1 Transformador ideal.

Un transformador es un equipo eléctrico compuesto por un devanado de entrada, en el cual se introduce potencia, y uno ó más devanados de salida, de los cuales se extrae potencia. Al devanado de entrada se acostumbra a denominar devanado primario y a los devanados de salida como devanado secundario y devanado terciario respectivamente. En conjunto con los devanados, se considera un núcleo en el cual se aloja el campo magnético, quien sirve de medio para el traspaso de la potencia entre los distintos devanados.

La transferencia de potencia se realiza variando los niveles de voltaje y corriente. La relación de voltajes y corrientes está definida por la relación de vueltas entre los devanados.

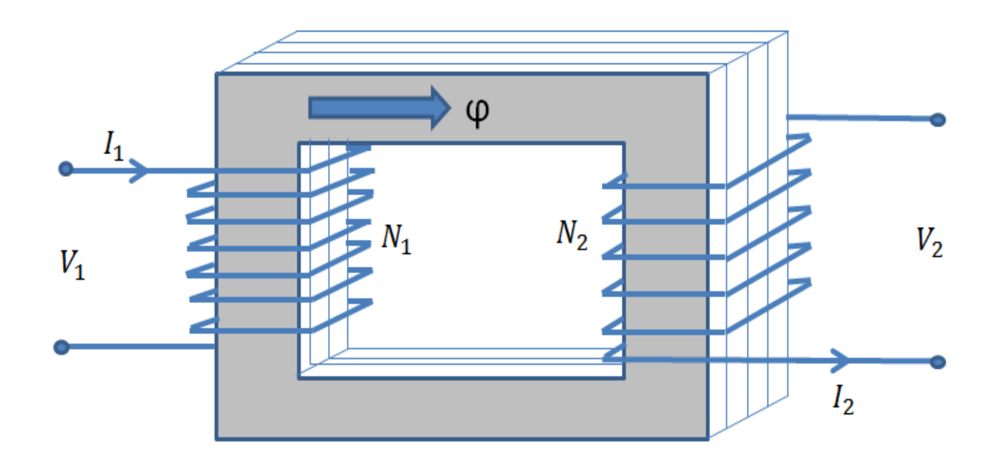


Figura N°1-1 modelo básico de transformador monofásico.

La figura N°1-1 muestra a un modelo básico de un transformador monofásico, el cual consta de un núcleo de material magnético laminado, donde se aloja el flujo

φ. También considera al devanado primario de N_1 vueltas y al secundario de N_2 vueltas. En este modelo se satisfacen las siguientes expresiones:

$$V_1 = 4{,}44 N_1 f\varphi (1)$$

$$V_2 = 4{,}44 N_2 f\varphi (2)$$

Donde:
V_1= Voltaje en el lado primario en volts.
V_2= Voltaje en el lado secundario en volts.
I_1= Corriente en el lado primario en Amperes.
I_2= Corriente en el lado secundario Amperes.
φ= Flujo magnético en Webber.
N_1= Número de vueltas en primario.
N_2= Número de vueltas en secundario.

Al hacer el cociente entre ambos voltajes, se obtiene:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = a (3)$$

Donde a recibe el nombre de razón de transformación. Por otra parte, si consideramos que este modelo ideal de transformador no tiene perdidas, entonces se puede asumir que la potencia de entrada es igual a la potencia de salida:

$$P_1 = P_2 (4)$$

O sea:

$$V_1 I_1 = V_2 I_2$$

Con esto se deduce que:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{1}{a} (5)$$

De (3), (4) y (5) podemos establecer que en un transformador ideal, el cociente entre los voltajes y el cociente entre el número de vueltas es igual a la razón de transformación a , y el cociente entre las corrientes es inversamente proporcional a la razón de transformación. Al mismo

tiempo se observa que la potencia de entrada es igual a la potencia de salida, es decir, la potencia se mantiene inalterable.

1.2 Transformador Real.

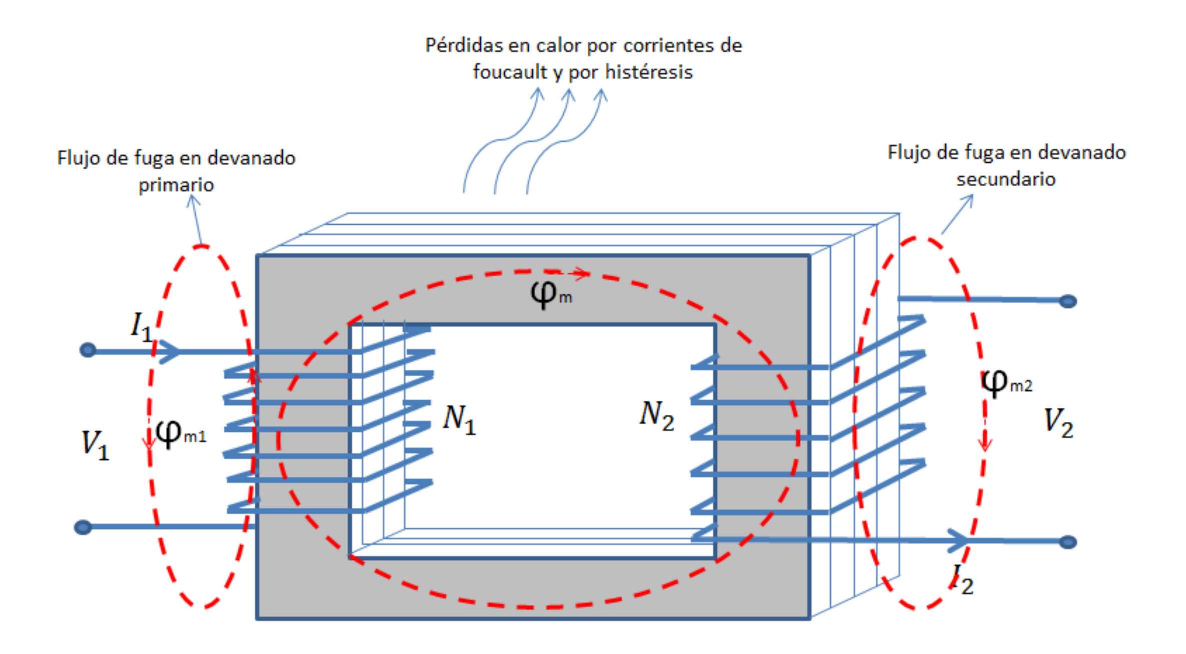


Figura N° 1-2 Modelo de transformador real.

El análisis desarrollado hasta ahora corresponde a un transformador ideal. En él se han obviado las resistencias óhmicas de los distintos devanados, los flujos de fuga φ_{m1}, $\varphi_{m2,}$ cuyos caminos magnéticos no son el núcleo. También se ha obviado la magnetización necesaria para establecer al flujo principal φ_m y las pérdidas por Foucault y por histéresis desarrolladas en el núcleo. Un modelo que intenta representar todos estos aspectos es el siguiente:

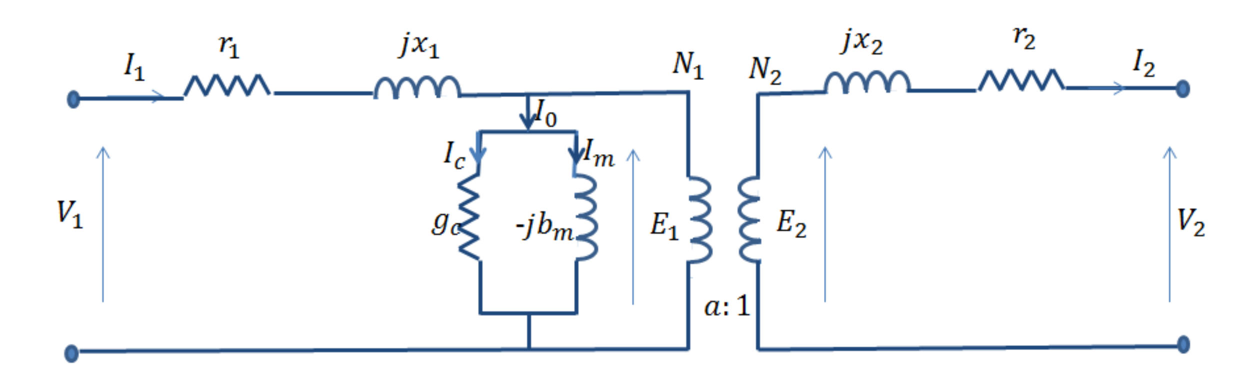


Figura N° 1-3 Circuito Equivalente de un transformador.

Donde:

$r_1, r_2 =$ *resistencia ohmica de devanado primario y secundario respectivamente*
$x_1, x_2 =$ *reactancia de dispersión de devanados primario y secundario*
$b_m =$ *suceptancia de magnetización que representa la magnetización del núcleo*
$g_c =$ *conductancia de pérdidas, que representa las pérdidas por foucault y por histeresis*
$I_1 =$ *Corriente de primario*
$I_2 =$ *Corriente de secundario*
$I_0 =$ *Corriente de excitación*
$I_p =$ *Corriente de pérdidas*
$I_m =$ *Corriente de magnetización*
$V_1, V_2 =$ *Voltajes en bornes de lado primario y secundario*
$E_1 =$ *Contra Fem inducida en primario*
$E_2 =$ *Fem inducida en secundario*
$N_1, N_2 =$ *número de vueltas de devanados primario y secundario*
$\varphi_{m1}, \varphi_{m2} =$ *flujos de fuga en primario y secundario*
$\varphi_m =$ *flujo magnético principal*

El circuito anterior se puede referir al primario, desapareciendo el transformador ideal. Con esto se tiene el siguiente circuito:

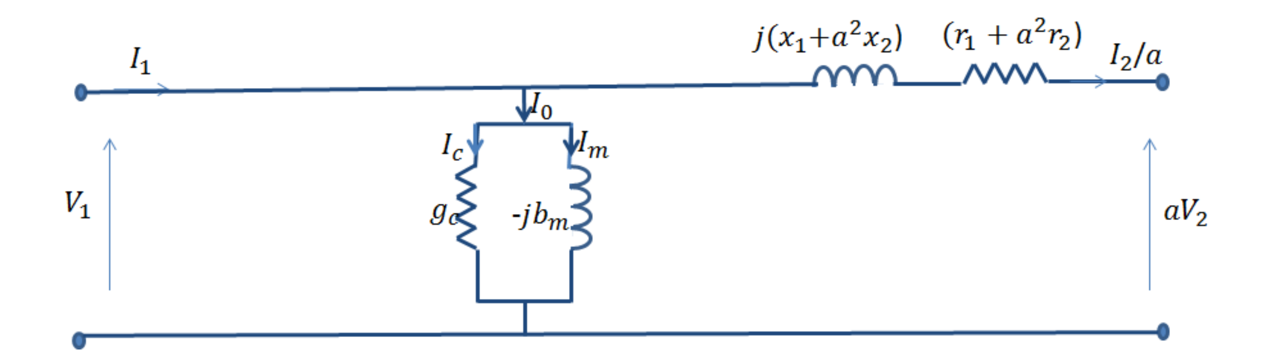


Figura N° 1-4 Circuito Equivalente aproximado de un transformador.

Este último es un circuito equivalente aproximado. La aproximación es posible debido a que la corriente de magnetización I_0 , por lo general es muy baja, de modo que la rama de excitación puede trasladarse a la entrada del circuito sin cometer un gran error.

Algunas conclusiones se obtienen a partir de este circuito:

a) Las pérdidas en el núcleo son constantes, mientras no varíe el voltaje, y por tanto no dependen de la corriente de carga.

b) Las perdidas en carga dependen fuertemente del cuadrado de la corriente y de la resistencia óhmica de los devanados r_1 *y* r_2.

c) La suma $(r_1+a^2r_2)+j(x_1+a^2x_2)$ da lugar a una impedancia que recibe el nombre de impedancia equivalente Z_{eq} ó impedancia de cortocircuito Z_{cc}. Comparativamente, los valores de las resistencias son muy menores a los valores de las reactancias, de manera que en la práctica, la impedancia de cortocircuito esta constituida por reactancia $(x_1+a^2x_2)$.

d) La corriente de excitación I_0 , la que está formada por las corrientes I_c e I_m, depende de los parámetros g_c y b_m, . Estos últimos dependen del material magnético, el laminado del núcleo, los números de vueltas de cada devanado y distancias entre devanados y núcleo.

e) Existen pérdidas durante la operación de un transformador. Ellas se producen en el núcleo: pérdidas constantes, y también en el cobre: pérdidas variables que dependen de la carga.

La eficiencia de un transformador, en condiciones de plena carga, puede andar del orden del 98% ó más.

Un circuito equivalente aproximado y resumido, se muestra a continuación:

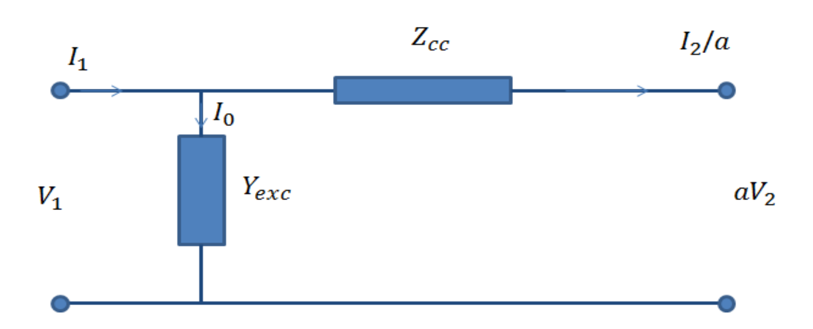


Figura N° 1-5 Circuito equivalente aproximado resumido de un transformador.

Donde *Zcc* representa a la impedancia de cortocircuito total e *Yexc* representa a la admitancia de excitación.

Si bien este análisis se ha hecho para un transformador monofásico, también es lícito extrapolar estos conceptos a un transformador trifásico, en operación estable, simétrica y equilibrada, repitiéndose esto en cada una de las fases

CAPITULO 2

ESTRUCTURA BÁSICA

La mayoría de los transformadores de potencia consideran, a lo menos, los siguientes elementos:

2.1 Devanados o Bobinados.

Los devanados o bobinados, en conjunto con el núcleo, son los encargados de realizar la transformación de los niveles de voltaje y corriente y la transferencia de potencia.

Normalmente se construyen con cobre y en algunos casos con aluminio.

Se identifican los devanados primarios y secundario y en casos especiales se identifica un devanado terciario.

En sistemas trifásicos, ellos se pueden encontrar conectados en estrella o en conexión delta, y en transformadores para propósitos especiales, en configuración Zig-Zag.

Los devanados o bobinados tienen forma de solenoides alargados, dispuestos de forma concéntrica con la columna del núcleo, pero también se pueden construir en base a discos de pequeña altura.



Figura N° 2-1 Construcción de un devanado helicoidal.

Los conductores que constituyen el devanado están aislados entre sí y respecto de las partes metálicas restantes (núcleo, cuba), partes que se conectan a tierra.

Los materiales aislantes más usados son los barnices y papel encintado. El encintado puede estar formado por una o varias capas, esto según la tensión de trabajo que se tenga que soportar respecto del conductor más próximo.

La aislación se impregna con un líquido aislante, habitualmente aceite, de modo que el líquido rellene todos los pequeños poros de aire (algunos hasta con humedad) y con ello mejorar la rigidez dieléctrica del material.

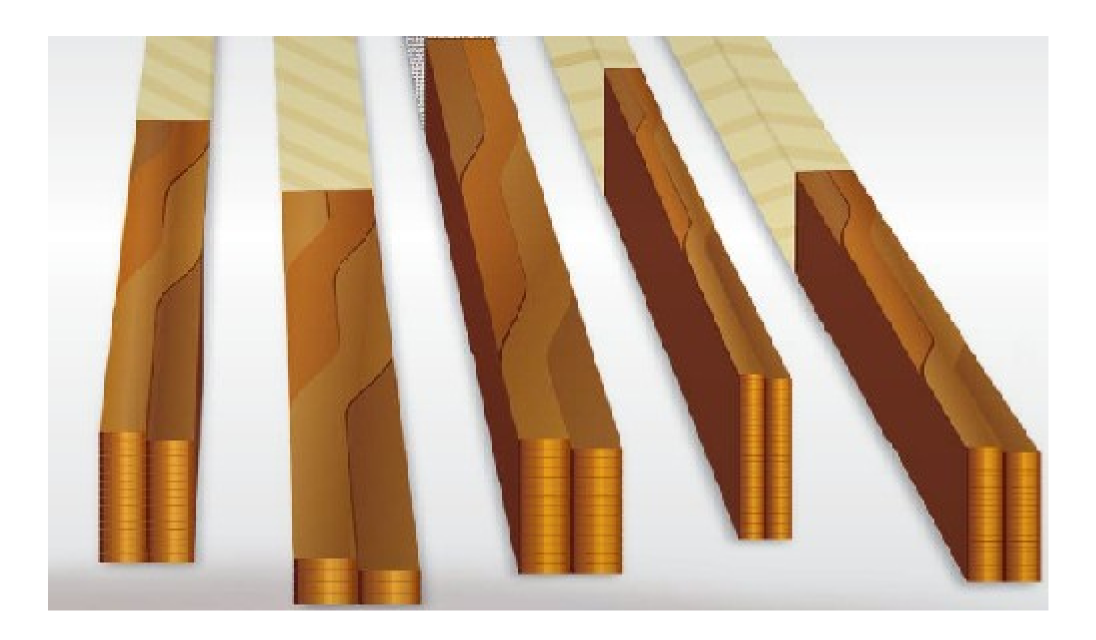


Figura N° 2-2 Conductores para devanados.

El uso de conductor transpuesto presenta las siguientes ventajas:

• Mejor performance del transformador como consecuencia de la reducción de pérdidas por corrientes parásitas (Eddy currents).

• Mejora en el factor de espacio por menor espesor de la aislación individual.

• Mejora en la disipación de calor por menores espesores de aislación, manteniendo una temperatura uniforme en los bobinados.

• Mejores características mecánicas de los bobinados.

• Menor dimensión de bobinados, reduciendo el tamaño de la máquina y sus costos.

• Se usa preferentemente en devanados de BT, aunque es posible encontrarlos en devanados AT.

Según su tipo de construcción, las bobinas se pueden dividir en dos grandes grupos: las helicoidales y las de discos o galletas.

Las de tipo helicoidal se usan comúnmente en devanados de BT y las de disco se usan en devanados de AT.



Figura N° 2-3 a. Bobinado helicoidal para BT. Figura N° 2-3 b Bobinado de disco para AT.

La bobinas helicoidales se pueden encontrar también formando capas aisladas y dejando canales verticales para que fluya el aceite de refrigeración.

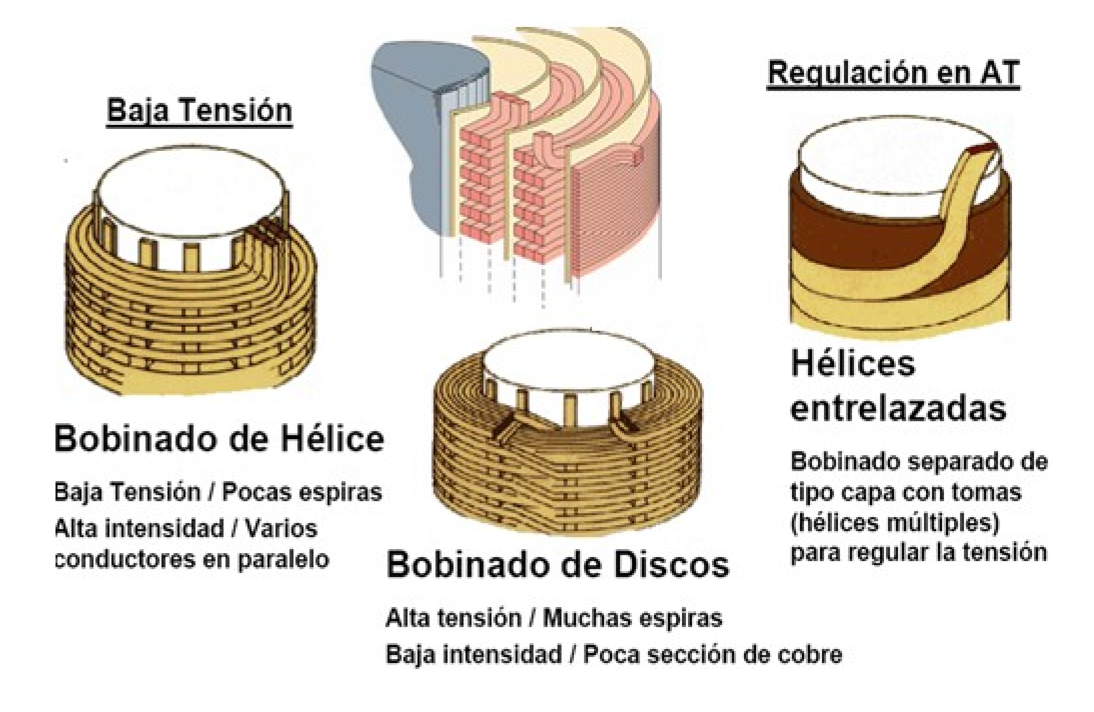


Figura N° 2-4 Bobinados hélice en capas y bobinados en disco.

Aunque los devanados principales de AT son del tipo disco, es común encontrar devanados auxiliares, conectados en serie a los anteriores, a partir de los cuales se extraen las distintas tomas para los cambiadores de taps. Estos devanados suelen ser del tipo helicoidal y se denominan devanados de regulación.

Los bobinados también consideran espaciadores de cartón con el objetivo de separar discos o grupos de espiras y además para establecer canales de refrigeración.



Figura N° 2-5 Canales de refrigeración.

2.1 Núcleo.

Cumple con la función de permitir el establecimiento de campos magnéticos de forma de establecer la transferencia de potencia entre los distintos devanados.

Se construyen a partir de un conjunto de láminas de hierro al silicio. La función del laminadoe, es disminuir al máximo las corrientes de Foucault, disminuyendo las pérdidas y controlando los aumentos de temperatura.

Estructuralmente existen dos tipos de núcleos: el tipo columna y el tipo acorazado.

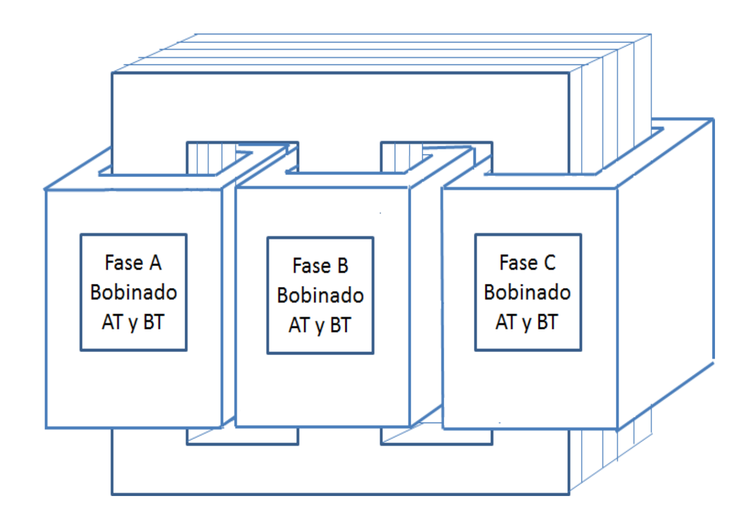


Figura N° 2-6 Núcleo tipo columna.

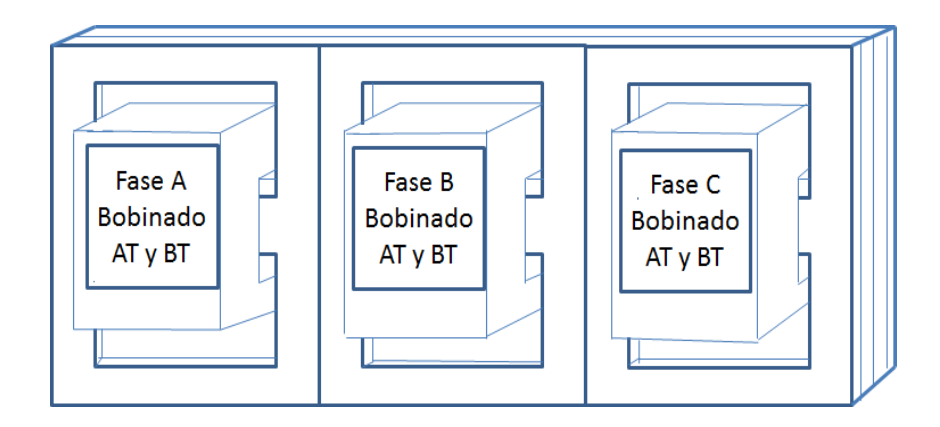


Figura N° 2-7 Núcleo tipo acorazado.

Las figuras 2-6 y 2-7 muestran la disposición de núcleo tipo columna o tipo core y núcleo tipo acorazado o tipo Shell. Estructuralmente los núcleos tipo columna son mucho más altos que los tipo acorazado, en tanto que estos últimos son más anchos. Estos elementos determinan fuertemente las dimensiones externas del transformador.

Como se ha establecido, el núcleo se construye con láminas delgadas de acero al silicio de grano orientado, consiguiéndose una alta permeabilidad magnética y minimizar las pérdidas por corrientes de Foucault.

.

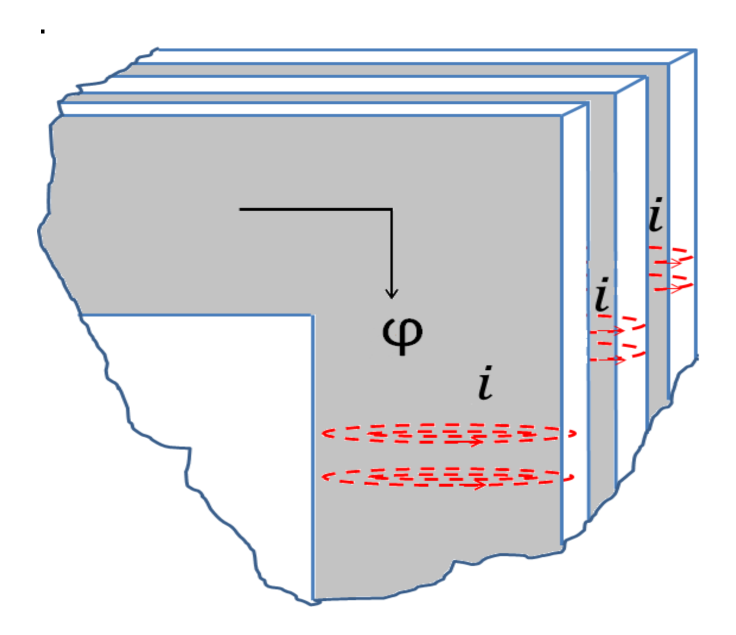


Figura N° 2-8 Corrientes de Foucault en laminados.

El espesor de las láminas es del orden de 0,3 mm. Las uniones se hacen a 45° y en pasos en step – lap. Con esto se persigue disminuir las pérdidas en vacío, atenuar los ruidos y minimizar el tamaño del transformador.

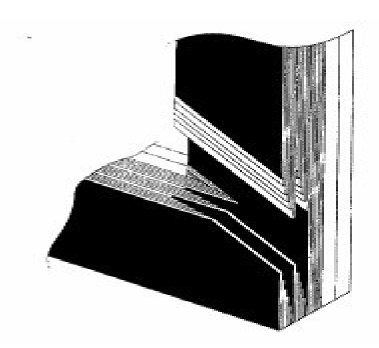


Figura N° 2-9 Cortes a 45° y en step-lap.

2.2 Bushings.

Son los elementos que permiten establecer la conexión entre los devanados con el sistema exterior. Dependiendo de los niveles de voltaje, el diseño de los bushings varía notablemente. Es así que, para bajo y medio voltaje, se encuentran bushings simples de loza, en tanto que para altos voltajes, sobre 69 kV., los bushings se diseñan a partir de estructuras de loza con papel impregnado en aceite dieléctrico.





Figura N° 2-10a Bushing para BT

Figura N° 2-10b Bushing para AT

Por el centro de ellos se ubica el hilo o conductor que comunica a los devanados con el circuito exterior. Como sistema de aislamiento se considera comúnmente el papel impregnado en aceite. En bushing de AT es posible encontrar instrumentos indicadores de nivel de aceite. En estos últimos tipos de bushing, en su parte inferior, se ubica una caja de terminales que permite el acceso al taps capacitivo de forma de hacer ensayos de rutina.



Figura N° 2-11 Distintos tipos de bushings.

2.3 Tanque o Cuba Principal.

El tanque contiene al conjunto formado por los devanados y núcleo, denominado comúnmente “parte activa”. También contiene al aceite dieléctrico, bushings, instrumentación y elementos accesorios. La cuba se construye de acero de espesores adecuados y se diseña para soportar vacío absoluto.

Se consideran planchas y perfiles soldados a su estructura de modo de asegurar su resistencia mecánica. Durante el proceso de fabricación, es importante monitorear las soldaduras y acabados de manera de evitar fugas de aceite durante la operación.





Figura N° 2-12 Tanque o Cuba Principal.

El interior de los tanques o cuba se pinta de color claro, de forma de poder distinguir la presencia de cualquier elemento extraño y contaminante que pudiera afectar la operación del transformador durante el servicio.

2.4 Accesorios.

Asociado al transformador, se encuentran diversos elementos que cumplen funciones de refrigeración, control y protección. Un análisis más detallado de las características y función de estos dispositivos, se entrega más adelante en el capítulo 6.

CAPITULO 3

SISTEMA DE AISLAMIENTO

La vida de un transformador está determinada por la vida de su aislamiento. Básicamente, el sistema de asilamiento de un transformador los constituyen dos aspectos:

- Aislamiento sólido, papel.
- Aislamiento líquido, aceites minerales, siliconas y últimamente aceites vegetales.

El objetivo de este capítulo es explicar los elementos que constituyen el aislamiento sólido (papel) y el aislamiento líquido (aceite mineral). También se analizan los elementos que degradan las características de ellos y al mismo tiempo se entrega una descripción de los distintos ensayos a que son sometidos.

El aislamiento sólido**,** es la capa de aislamiento que cubre al conductor de los devanados. El material normalmente usado es el papel Kraft.





Figura N° 3-1 Aislamiento Sólido.

El aislamiento líquido, lo constituye el aceite dieléctrico que se obtiene a partir de derivados del petróleo. Cumple con funciones propias de aislamiento y además es un eficiente medio de transferencia de calor, lo quecual le permite participar en la refrigeración del equipo.



Figura N° 3-2 Aislamiento Líquido.

3.1 Aislamiento Sólido.

El aislamiento sólido**,** es la capa de aislamiento que cubre al conductor de los devanados. El material normalmente usado es el papel Kraft encintado.

3.1.1 Estructura Molecular.

Químicamente, su estructura se basa en la celulosa, la que a su vez, se compone de anillos de glucosa.

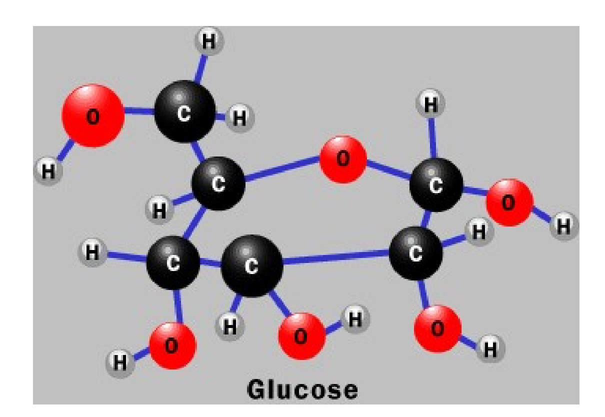


Figura N° 3-2 Anillo de Glucosa.

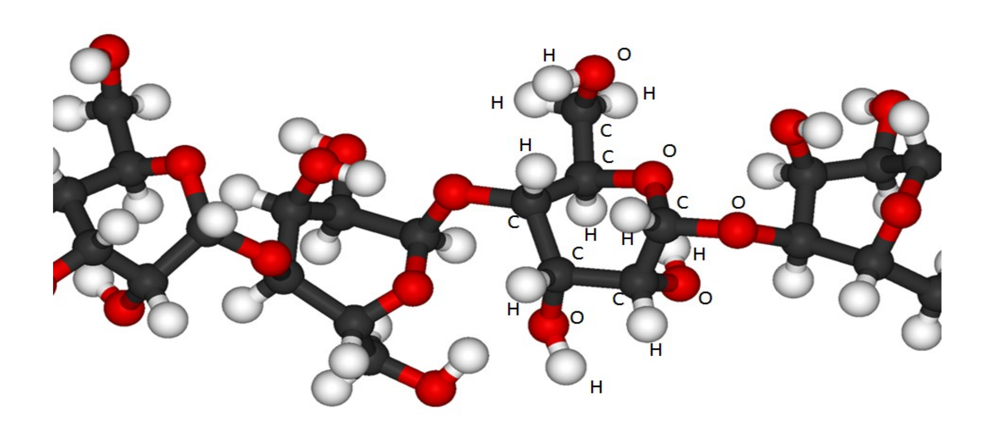


Figura N° 3-3 Molécula de Celulosa.

Estos anillos se unen entre sí, dando lugar a largas cadenas que conforman la molécula de celulosa. A su vez, estas cadenas también se

unen formando fibras de celulosa. Su fórmula empírica es **$(C_6H_{10}O_5)_n$** , con el valor mínimo de n = 200.

3.1.2 Grado de Polimerización.

Tal como se ha establecido, la molécula de celulosa se forma a partir de la unión de anillos o unidades de glucosa. En condiciones normales, el número de unidades de glucosa que están presente en una molécula de celulosa, varía entre 800 a 1600 unidades, con un valor más probable de 1200. A la cantidad de anillos que forman la celulosa se conoce con el nombre de grado de polimerización.

Uno de los ensayos que se efectúa en laboratorio al papel Kraft, es la medición de su grado de polimerización. Con ello se puede establecer con mucha exactitud la vida residual del papel, y por tanto la vida del transformador.

Cuando el grado de polimerización cae por debajo de 250 unidades, se dice que el papel ha llegado al término de la vida útil.

3.1.3 Características del Papel.

El papel debe poseer, a lo menos, las siguientes características:

- Alta rigidez dieléctrica.
- Alto grado de flexibilidad
- Gran resistencia a la tracción mecánica
- Gran estabilidad térmica

3.1.4 Factores que Afectan las Características del Papel.

La mayoría de los expertos coinciden en que la vida de un transformador está determinada por la vida del papel. De aquí que es necesario

identificar aquellos factores que alteran las características de rigidez dieléctrica, flexibilidad, resistencia a la tracción y estabilidad térmica.

A continuación se identifican cada uno de esos factores y los efectos que ellos ocasionan sobre el papel.

a. **Alta temperatura:** El papel trabaja sin problemas y en condiciones de estabilidad térmica a temperaturas inferiores a los 100 C°. Sobre este valor se comienzan a romper los anillos de glucosa acortándose las cadenas. Lo anterior significa una notable disminución del grado de polimerización de las moléculas de celulosa.

   Una buena recomendación es evitar el funcionamiento de un transformador a temperaturas superiores a los 90C°.

   Cuando el grado de polimerización es de 250 unidades o inferior, el papel pierde su flexibilidad al cristalizarse, disminuyendo la resistencia mecánica a la tracción.

   En condiciones de operación, los devanados experimentan expansiones y contracciones con las corrientes de carga, con lo cual un papel en buenas condiciones de flexibilidad debiera seguirlas, aún en condiciones de cortocircuitos externos al transformador.

   Un papel degradado, con bajo número de polimerización, se rompe fácilmente produciendo fallas internas.

   La tabla siguiente nos muestra la expectativa de años de vida respecto de la temperatura de operación del papel de un transformador.

Temperatura del punto más caliente en C°	Expectativa de vida útil	
	Días	Años
180	4	
160	25	

140	250	
120		3
110		7,5
100		22
85		102
75		152

Tabla 3-1 Influencia de la temperatura sobre la vida esperada del papel.

b. **Contenido de Agua:** Químicamente el agua es un compuesto polar, es decir, está formado por moléculas de H_2O que tienen un momento dipolar distinto de cero, las que se orientan fácilmente en la dirección de un campo eléctrico.

   El contenido de agua en el papel afecta fuertemente su rigidez dieléctrica.

   Por otra parte el agua es el disolvente universal y es un catalítico eficaz en la degradación del papel.

   Con una elevada presencia de agua, aparece el riesgo de formación de burbujas las cuales incrementan el efecto corona y la posterior aparición de descargas internas

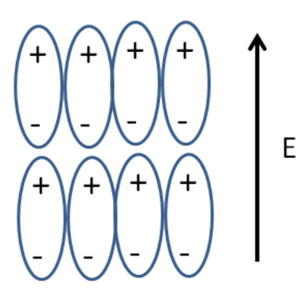


Figura N° 3-4 Partículas Polares Orientadas según Campo Eléctrico E.

Con un porcentaje de agua superior al 3% se empiezan a liberar fibras de papel al aceite. Sin embargo, es necesario que un porcentaje

mínimo de agua se encuentre presente en el orden de 0.5% a 2%, con el fin de asegurar una buena resistencia mecánica y flexibilidad.

c. **Acidez del Aceite Dieléctrico:** En general, todos los compuestos polares contribuyen a la degradación del papel, particularmente los compuestos ácidos del aceite. Un aceite nuevo, posee un muy bajo contenido de compuestos polares, sin embargo, un aceite contaminado o que se encuentre en operación durante un largo tiempo, contiene una gran cantidad de compuestos ácidos que terminan formando lodos, los cuales precipitan sobre los devanados e intersticios del núcleo. Estos depósitos logran conseguir altos espesores, afectando la transferencia de calor y aumentando notablemente la temperatura del transformador, aún en condiciones de baja carga.

   Por otro lado, el grado de acidez de un aceite, medido en su número de neutralización o acidez, afecta notablemente la resistencia a la tracción del papel.

   A continuación, la tabla siguiente, nos muestra la relación existente entre el número de acidez del aceite dieléctrico y la disminución de la resistencia a la tracción del papel.

Número De Neutralización (mg KOH / g)	Resistencia a la Tracción PSI
0,01	17×10^3
0,1	11×10^3
0,2	9×10^3
0,3	8×10^3
0,4	7×10^3

Tabla 3-2 Acidez ó Número de Neutralización del aceite v/s Resistencia a la tracción del papel.

3.2 Aislamiento Líquido.

La mayoría de los transformadores usan como aislante líquido al aceite mineral derivado del petróleo. Este elemento cumple con las funciones de aislamiento eléctrico y refrigerante.

El aceite aislante es una mezcla adecuada de hidrocarburos isoparafínicos, nafténicos y aromáticos, cuyas moléculas contienen entre 16 a 22 átomos de carbono. Cada uno de estos componentes presentes en la mezcla, aporta sus características correspondientes, haciendo que el producto final sea un aceite que cumpla con las funciones de aislante, refrigerante y protector de las partes metálicas internas del transformador.

3.2.1 Estructuras Moleculares.

a. **Hidrocarburos Isoparafínicos:** Son compuestos de la familia de los alcanos con fórmula general C_nH_{2n+2} y formados por cadenas abiertas, como las parafinas normales, pero con ramificaciones laterales en su estructura.

   En los aceites dieléctricos, estos compuestos se encuentran en una proporción del 35% al 40%. Tienen buenas características a la convección permitiendo la refrigeración y son resistentes a la oxidación.

```
CH3—CH2—CH2—CH —CH2—CH2—CH2—CH2—CH3
             |
            CH2
             |
            CH2
             |
            CH3
```

```
    H   H   H   H   H   H   H   H   H
    |   |   |   |   |   |   |   |   |
H — C — C — C — C — C — C — C — C — C — H
    |   |   |   |   |   |   |   |   |
    H   H   H   |   H   H   H   H   H
            H — C — H
                |
            H — C — H
                |
            H — C — H
                |
                H
```

Figura N° 3-4 Representaciones para el hidrocarburo isoparafinico.

b. **Hidrocarburos Nafténicos**: Son compuestos de la familia de los alcanos con fórmula general C_nH_n. En su estructura, poseen grupos anulares con alrededor de 6 átomos de carbono. Además, poseen características similares a los isoparafínicos, pero más estables a la oxidación y con menor tendencia a la formación de gases y carbones ante descargas eléctricas.

Éstos se encuentran presentes en el aceite aislante en una proporción entre el 50% a 60 %.

A continuación, se puede observar la estructura molecular:

CH3—CH2—CH2—CH —CH2—CH2—CH2—CH2—CH3
C—H
H2C CH2
H2C CH2
C
H2

Figura N° 3-5 Representación para el hidrocarburo Naftenico.

c. **Hidrocarburos Aromáticos:** Son compuestos formados por estructuras anulares. Estos compuestos presentan baja resistencia a la oxidación, pero con la ventaja que al reaccionar con el oxígeno forman compuestos estables, impidiendo reacciones de oxidación subsiguiente, comportándose como Inhibidores naturales frente al proceso de acidificación. Cuando éstos se agotan, se produce el proceso de **acidificación acelerado** del aceite.

Los Hidrocarburos Aromáticos, se encuentran en una proporción de 4% a 8% del total del volumen de aceite.

H
C
H–C C – CH2–CH3
H–C CH2
C
CH2–CH2 –CH2–CH3

Figura N° 3-6 Representación para el hidrocarburo Aromático.

3.2.2 Degradación Del Aceite Dieléctrico.

Un aceite en óptimas condiciones, debe asegurar que las propiedades del papel aislante no se vean afectadas o que el papel no se degrade. Sin embargo, durante el funcionamiento de un transformador, existen varios aspectos que contribuyen a la degradación o particularmente a la oxidación del aceite. La oxidación del aceite, conduce al establecimiento de partículas polares y la formación de lodos.

Durante el funcionamiento de un transformador, el aceite puede degradarse u oxidarse debido a los siguientes agentes catalizadores:

- Contacto con la celulosa, barnices, lacas, pinturas.
- Exposición a la humedad o agua.
- Exposición a altas temperaturas.
- Exposición a campos eléctricos.

Los agentes mencionados se comportan como catalizadores, contribuyendo al desarrollo de reacciones químicas en cadena, formando en una primera etapa distintos productos intermedios de oxidación, siendo los alcoholes y los aldehídos las primeras sustancias polares que aparecen. A su vez, estos reaccionan entre si, en forma lateral, formando **cetonas.**

La cetona se oxida formando **ácidos**. Estos ácidos reaccionan con los alcoholes formando **ésteres**. Estos ésteres se activan con el oxígeno, formando **ésteres activados** los que al reaccionar con los ácidos se forman **poli ésteres ó lodos.**

Descripción del proceso de oxidación y la formación de lodos :

1) $2\ R.CH_3 + O_2 \longrightarrow 2R.CH_2OH$ Alcoholes (1)

2) $2\ R.CH_2OH + O_2 \longrightarrow 2R.COH + 2H_2O$ Aldehídos (2)

Un aldehído reacciona con alcohol (reacción lateral) formando cetonas:

$$R.\overset{O}{\overset{||}{C}}\text{-}H + R.CH_2OH \longrightarrow R.\overset{O}{\overset{||}{C}}\text{-}R\ (\text{Cetonas}) + H_2O$$

La cetona se oxida formando dos moléculas ácidas de menor número de carbones:

$$R.\overset{O}{\overset{||}{C}}\text{-}R + 1{,}5\ O_2 \longrightarrow 2R.COOH$$

3) $2\ R.COH + O_2 \longrightarrow 2R.COOH$ Ácidos (3)

.(1) .(3)

4) $R.CH_2OH + R.COOH \longrightarrow R.COO.R + H_2O$ Ésteres (4)

5) $R.COO.R + O_2 \longrightarrow R.COO.R\ CH_2\ OH$ Éster Activado (5)

6) $R.COO.R\ CH_2\ OH + R.COOH \longrightarrow R.COO.R.COO.R$ Poliester (Lodo) (6)

3.2.3 Ensayos Físico-Químico Del Aceite Dieléctrico.

Con el objetivo de conocer el estado del aceite y de alguna manera el estado de un transformador, se ha establecido un conjunto de ensayos que se debe realizar periódicamente y que reciben el nombre de Ensayos Físico Químico. Estos se describen a continuación:

a. **Rigidez Dieléctrica:** Mide el voltaje al cual se rompe el dieléctrico. Es una buena indicación de la cantidad de contaminantes (agua y partículas de oxidación) presentes en el aceite. Los laboratorios usan los métodos ASTM N° D-877 ó D-1816.

Para transformadores de 287,5 kV y superiores, el voltaje mínimo de rompimiento es 30 kV. En tanto que, para transformadores inferiores a 287,5 kV, el voltaje mínimo de rompimiento es de 25 kV.

Si la rigidez dieléctrica se encuentra bajo estos valores, el aceite debería tratarse. El tipo de tratamiento que se deberá aplicar, dependerá del tipo de contaminantes presentes. Si existe presencia de agua, el aceite deberá secarse. Si el aceite presenta alto niveles de acidez, el aceite deberá tratarse con tierra fuller.

Por ningún motivo se debe tomar una decisión basándose en un único resultado obtenido a partir de un único ensayo. Se deben considerar los resultados anteriores como forma de establecer tendencias y se deben analizar los resultados de otros ensayos.

La prueba de rigidez dieléctrica no es extremadamente valiosa por sí sola. La humedad en combinación con el oxígeno y el calor, destruyen al papel aislante, antes que la rigidez dieléctrica manifieste valores anormales.

b. **Tensión Interfasial (TIF):** Previo a explicar este concepto, se analizará en primer término, el concepto de tensión superficial.

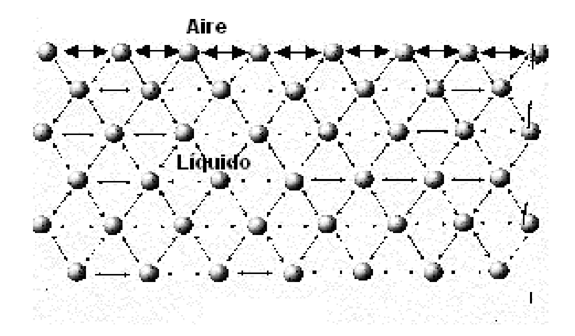


Figura N° 3-7 Interfase Líquido Aceite.

Considérese un líquido en contacto con el aire. La figura 3-7 nos muestra la interface entre un líquido, que podría ser el aceite dieléctrico, y el aire. En el interior del líquido existen fuerzas de cohesión o atracción entre las moléculas, estableciéndose una situación de equilibrio energético. Sin embargo, esta situación cambia en las moléculas que se encuentran en la superficie y que están en contacto con el aire, apareciendo un des-balance energético. Se observa que las moléculas de la superficie tienen una mayor fuerza de atracción entre ellas, respecto de las fuerzas de atracción con las moléculas internas, evitando que las moléculas internas escapen al aire. Una medida de este fenómeno es la tensión superficial.

Para la medición de la tensión superficial, se cuenta con una balanza de precisión, llamada Balanza de Anillo, compuesta por un anillo de platino e iridio de estructura normalizada.

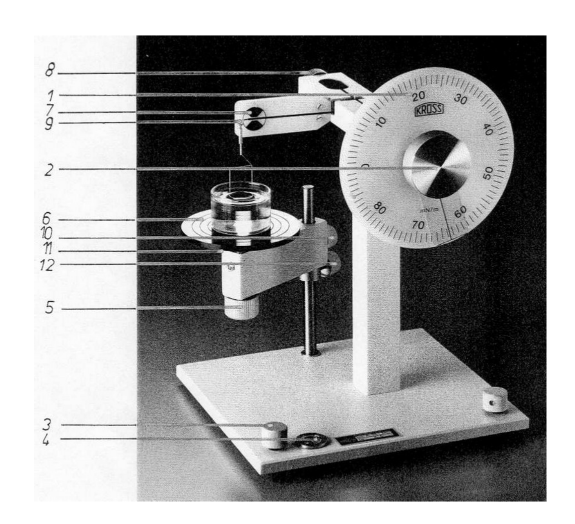


Figura N° 3-8 Balanza de Anillo.

(1) escala en mN/m, (2) rueda con puntero, (3) tornillos para nivelar la mesa, (4) nivel de burbuja, (5) tornillo micro métrico, (6) soporte de la muestra, (7) indicador de equilibrio, (8) rueda para el ajuste a cero, (9)

soporte del anillo de platino Iridio, (10) y (12) ruedas para colocación del soporte.

Básicamente este instrumento de medición, consta de un muelle de torsión al que va rígidamente unido un brazo en cuyo extremo se cuelga el anillo de platino Iridio.

Para medir la tensión superficial con la balanza, hay que seguir los siguientes pasos:

1. Lavar el recipiente con agua, secarlo, y verter una muestra del líquido que se va a analizar hasta 3/4 de su altura aproximadamente.
2. Lavar el anillo metálico con agua, evitando su contacto con cualquier superficie sólida. Esta operación se debe hacer con sumo cuidado para evitar cualquier deformación del anillo.
3. Comprobar mediante el nivel de burbujas (4) que el aparato de medida esté perfectamente horizontal. De lo contrario, ajustar mediante los tornillos (3).
4. Colocar el anillo metálico en el soporte (9). Esta operación se debe hacer con sumo cuidado para evitar cualquier deformación del anillo.
5. Poner el indicador (1) a cero mediante la rueda (2), asegurándose de que el indicador de equilibrio se ubique en la zona blanca. De no ser así, se debe modificar la tensión del hilo, mediante el tornillo (8). En este momento, el aparato está listo para realizar la medida.
6. Colocar el recipiente con la muestra sobre el soporte (6), regulando su posición mediante los tornillos (10) y (12).
7. Elevar el soporte de la muestra hasta que el aro se sumerja unos 5 mm. en el interior del líquido.
8. Girar lentamente el tornillo micrométrico (5) hacia la izquierda, de forma que la mesa descienda, hasta que el soporte del anillo (9) salga por debajo de la zona blanca del indicador de equilibrio (7).

9. Girar lentamente la rueda con puntero (2) desde el cero hacia valores crecientes. Si en el indicador de equilibrio (7) el soporte del anillo entra en la región superior a la blanca, se debe detener y girar el tornillo micrométrico (5) hacia la izquierda, de modo que descienda la mesa, hasta que el indicador (7) vuelva a estar un poco por debajo de la zona blanca. Se continúa girando muy despacio la rueda (2), hasta que el anillo se desprenda de la superficie libre. El valor que marca la escala graduada (1) es el valor de la tensión superficial líquido- aire en mN/m, a la temperatura de trabajo.

Ahora bien, si en el recipiente se coloca una muestra de aceite dieléctrico y agua destilada, se tendrán dos fases separadas nítidamente por una línea. El aceite dieléctrico flota sobre el agua debido a que su gravedad específica es menor. Se introduce el anillo en el recipiente de modo que incursione en la fase de agua, (figura 2-10). En estas condiciones, se procede a girar la rueda con puntero para hacer subir al anillo. Llegará el instante en que el anillo se desprende totalmente de la fase de agua. En estas condiciones, deberá anotarse la indicación de la rueda con puntero. El valor así obtenido, corresponderá al valor de la tensión interfasial del aceite dieléctrico y el agua destilada.

Un aceite muy limpio, presenta una línea muy distintiva en la parte superior del agua. La tensión interfasial anda del orden de 40 a 50 dinas por centímetros. Cuando el aceite envejece, se contamina, apareciendo productos de oxidación. Estas partículas de oxidación se extienden a través de toda la línea de interfase entre el agua y el aceite, produciendo la disminución de la tensión interfasial.

La magnitud de la tensión interfasial de un líquido puede denominarse también “ Número de Tensión Interfasial” (TIF).

Se recomienda tratar al aceite cuando el TIF cae por debajo de 25 dinas por centímetro. En este nivel, el aceite se encuentra muy contaminado y debe tratarse para prevenir la aparición de lodos, los que se inician alrededor de las 22 dinas por centímetro. Al igual que en el caso de la rigidez dieléctrica, cualquier decisión no deberá basarse en un único valor de ensayo y en un tipo de ensayo, sino que deben tomarse en cuenta las tendencias y los valores de otros tipos de ensayos.

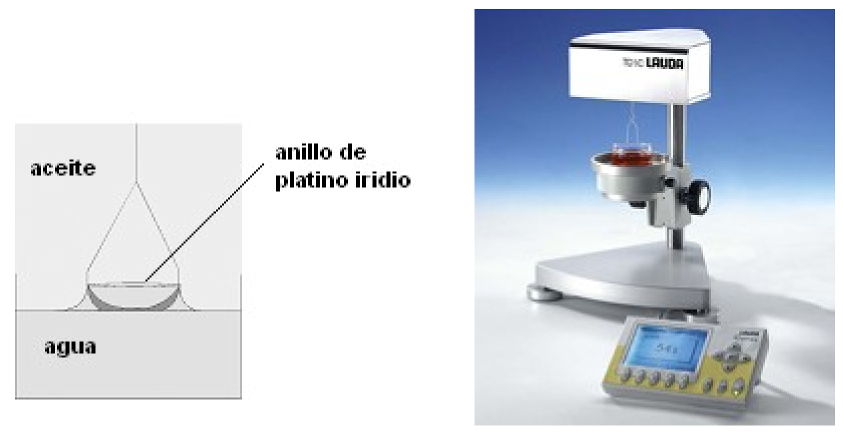


Figura N° 3-9 Tensión Interfasial.

c. **Número De Acidez ó Neutralización:** El número de acidez, es la cantidad de hidróxido de potasio (KOH), en miligramos, necesaria para neutralizar la acidez de 1 gramo de aceite dieléctrico. Un alto número de acidez indica que el aceite está más ácido.

En la medida que el transformador envejece, tanto el papel como el aceite producen ácidos. Los ácidos atacan a los metales y producen más ácidos. Los ácidos también atacan a la celulosa produciendo la degradación del papel. Se ha encontrado que los lodos se inician cuando el número de acidez alcanza el valor de 0,4 mg KOH/gm. Se recomienda que el aceite sea tratado cuando el número de acidez alcance un valor de 0,2 mg KOH/gm.

Cuando el número de acidez es alto y/ó la tensión interfasial es baja, el aceite deberá tratarse con tierras Fullers. El costo del tratamiento

dependerá del volumen y nivel de degradación del aceite. Es posible que en una situación dada, el costo del tratamiento sea superior al reemplazo del aceite por otro nuevo.

Existe una relación bien definida entre el número de acidez, el número de tensión interfasial y los años de servicio, ver figura 3-10.

Al igual que en el caso de la rigidez dieléctrica, cualquier decisión no deberá basarse en un único valor de ensayo y en un tipo de ensayo, sino que deben tomarse en cuenta las tendencias y los valores de otros tipos de ensayos.

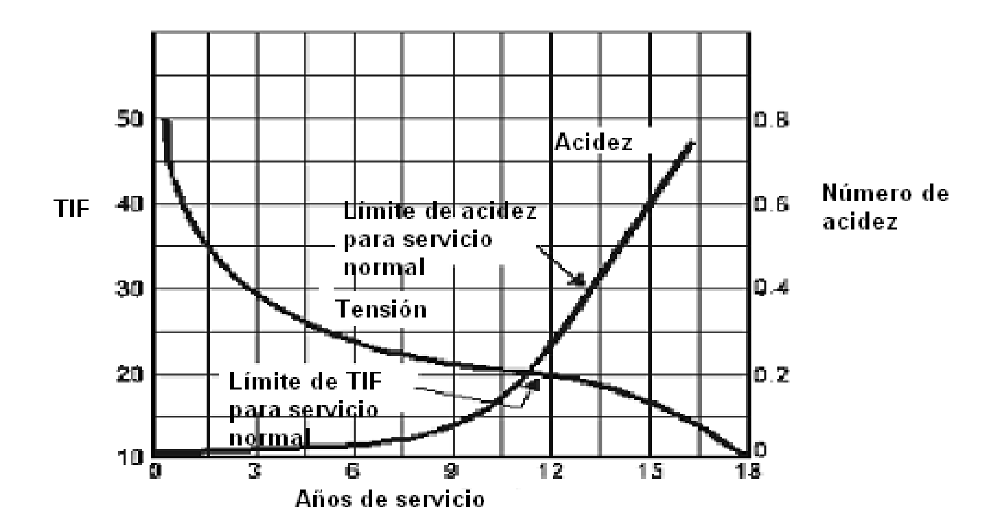


Figura N° 3-10 Tensión Interfasial, número de Acidez V/S años de servicio.

d. **Factor de Potencia (f.p.):** En el circuito de la figura 3-11, la tensión alterna V, aplicada a un condensador de capacidad C, hace circular la corriente I. En estas condiciones, se observan corrientes de fuga a través del material dieléctrico del condensador. Estas corrientes de fuga desarrollan calor, traduciéndose en la solicitud de una potencia eficaz P a la fuente alterna.

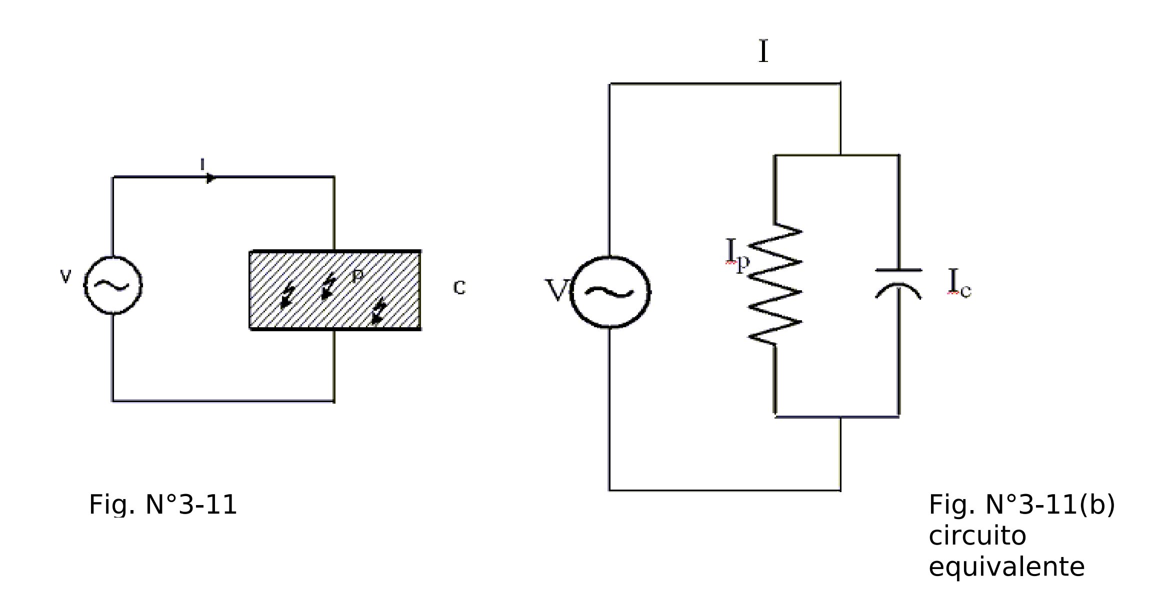


Fig. N°3-11

Fig. N°3-11(b) circuito equivalente

Figura N° 3-11 Factor de Potencia Del Aceite Dieléctrico.

La potencia aparente requerida a la fuente vale:

$$S = \left| \vec{V} \bullet \vec{I}^{*} \right| \quad (VA)$$

Donde:

$\vec{V}$ = Fasor Voltaje eficaz, en Volts.

$\vec{I}^{*}$ = Conjugado del fasor corriente eficaz, en amperes.

S = Módulo de Potencia aparente en VA.

El factor de potencia estará dado por:

$$f.p. = P/S$$

El factor de potencia depende de la magnitud de las corrientes de fuga existentes en el material dieléctrico. En el caso particular de los

aceites dieléctricos, estas corrientes de fuga son mínimas para aceites nuevos y sin contaminar.

En la medida en que los aceites envejecen, estos se degradan en forma natural. También se degradan en presencia de productos de oxidación y agua. Cualquiera sea la forma en que se llega a la degradación, este estado significa la presencia de partículas polares en el interior del aceite. Estas partículas, en el condensador de la figura 3-11, se orientan fácilmente según la dirección de los campos eléctricos, aumentando notablemente las corrientes de fuga y por tanto el factor de potencia.

En definitiva, un alto factor de potencia, es un indicativo de presencia de productos de oxidación, acidez, lodos o de un alto contenido de agua en el aceite.

La Doble Engineering Company, prestigiada compañía de los Estados Unidos y especialista en análisis de aislamiento de equipos eléctricos, señala como límite un valor de 0,5% a 25 °C para un aceite en servicio. Si el factor de potencia se encuentra entre 0,5% y 1% deberá hacerse una investigación. Si el factor de potencia es mayor a 1% a 25 °C, el aceite podría causar una falla catastrófica, por lo que debe ser tratado o reemplazado.

Para la medición del factor de potencia de los aislamientos, la Doble ha diseñado el dispositivo " The Doble Type M2H 10 kV. Portable Insulation Test Set ". Para instruir respecto de la operación de este equipo, la Doble ha publicado el manual " An Operating Manual For Testing Electrical Power Apparatus Insulation By Doble Dielectric – Loss And Power – Factos Method " editado en el año 1995.

La medición del factor de potencia de un aceite dieléctrico se realiza con una vasija cuyo interior contiene dos electrodos. En esta vasija se introduce la muestra de aceite a analizar y se aplica, entre los electrodos, un voltaje progresivo hasta 10 kV. En el aparato M2H se lee la potencia de pérdida en mWatts y la corriente total que fluye a

través de la muestra. Con esta corriente y el voltaje aplicado se obtiene el módulo de la potencia aparente S. En estas condiciones se puede calcular el factor de potencia al hacer el cociente entre
la potencia de pérdidas leída y la potencia aparente calculada. Mayores detalles se pueden obtener en el citado manual.

El tipo de tratamiento dependerá del tipo de contaminación presente. Si se tiene un alto contenido de agua, el aceite deberá secarse. Si la contaminación se debe a la presencia de ácidos y/ó lodos, el aceite deberá tratarse con tierras Fullers.

Al igual que en los casos anteriores, cualquier decisión no deberá basarse en un único valor de ensayo y en un único tipo de ensayo, sino que deben tomarse en cuenta las tendencias y los valores de otros tipos de ensayos.

e. **Contenido de Humedad En El Aceite:** Uno de los agentes más dañinos y causante de la mayoría de las fallas en los transformadores, es la humedad o agua contenida en el aceite. El papel aislante tiene gran afinidad con el agua, de modo que en un caso dado, al conocerse el contenido de agua disuelta en el aceite, en ppm, se puede suponer que la cantidad de agua contenida en el papel es muchas veces mayor (trescientas o más veces).

El agua contenida en el aceite produce la oxidación y reducción de la rigidez dieléctrica de éste y al mismo tiempo, el agua contenida en el papel, produce la liberación de fibras de celulosa degradándolo.

Dada las importantes implicancias que genera la presencia de agua, tanto en el papel como en el aceite, nos referiremos a este tema en detalle en el Capítulo 6 “Problemas de Humedad”.

f. **Análisis de Furanos:** Los Furanos son una familia de compuestos orgánicos que se forman a partir de la degradación del papel y corresponden a los anillos de glucosa que se rompen y se insertan en

el aceite. La presencia de furanos en el aceite, tiene su origen única y exclusivamente en la degradación del papel, de forma tal que una medida de ellos nos da una idea de la vida residual del papel aislante y por tanto de la vida residual del transformador. Aquellas muestras de aceite que presentan más de 250 partes por billón de furanos, señalan que se está iniciando la degradación definitiva del papel.

Este ensayo se realiza cuando se desea conocer la vida útil residual del transformador, pero es menos precisa que la prueba de papel discutida en el Capítulo 3, punto 3.1.2.

g. **Resumen de ensayos físico – químicos y valores límites:** La tabla nos señala los tipos de ensayos físico – químicos que deberían efectuarse periódicamente al aceite de un transformador y sus valores límites tolerados.

Tabla 3-4 Ensayos Físico- Químicos para transformadores en servicio y límites dado por la Doble Engineering Company.

	Clase De Voltaje		
	69 kV	69< y < 288 kV	>288 kV
Rigidez Dieléctrica Norma ASTM D 877, kV, mínimo.	26	30	[1]
Rigidez Dieléctrica Norma ASTM D 1816, kV, mínimo.	20	20	25
Factor de Potencia a 25º C, D 924, máx.	0.5	0.5	0.5
Contenido de humedad, D 1533, ppm, máx.	[2]35	[2]25	[2]20
Tensión Interfasial, D 971, dinas/cm, mínimo.	25	25	25
Número de Acidez, D 974, mg KOH/gm, máx.	0.2	0.15	0.15
Color	Claro y brillante	Claro y brillante	Claro

[1] La prueba de norma D877 no es tan sensible al agua disuelta como la norma D 1816 y no debería usarse en aceites de transformadores de extra alto voltaje. La prueba de rigidez dieléctrica no reemplaza a la prueba de contenido de humedad.

[2] El valor absoluto de agua contenida en el aceite (ppm) no siempre garantiza condiciones en aparatos eléctricos. El porcentaje por peso seco debería determinarse según curvas entregadas en capítulo 6 “Problemas de Humedad”.

CAPITULO 4

TIPOS DE TRANSFORMADORES

De acuerdo a los propósitos de uso, los fabricantes han diseñado distintos tipos de transformadores. El objetivo de este capítulo, es entregar una descripción de los distintos tipos de diseño de transformadores que se encuentran en el mercado.

Cualquiera sea el diseño o forma de construcción de un transformador, deberá tenerse presente en todo momento, evitar la exposición del aceite con el agua y los agentes oxidantes, es decir se debe evitar el contacto con la humedad (agua) y la atmósfera (oxígeno). Teniendo en cuenta este aspecto, podemos encontrar distintos diseños de transformadores, los que se describen a continuación.

4.1 Transformadores Con Conservador y Libre Respiración.

Estos tipos de transformadores son de antigua construcción. Poseen un tanque conservador cuya función es permitir la contracción y expansión del aceite con los cambios de temperatura. Las contracciones y expansiones de aceite, producen la introducción y expulsión de aire atmosférico, estableciéndose la "libre respiración".

Las pequeñas dimensiones del conservador, en comparación con las del tanque principal, hacen que la cantidad o superficie de aceite que se expone al aire sea mínima.

Existe un secador de aire en base a silica-gel, cuya función es eliminar la introducción de humedad (agua) al interior del transformador.

Si bien se evita la introducción de humedad, no se evita que el aceite entre en contacto con el aire, con lo cual se produce el proceso de oxidación.

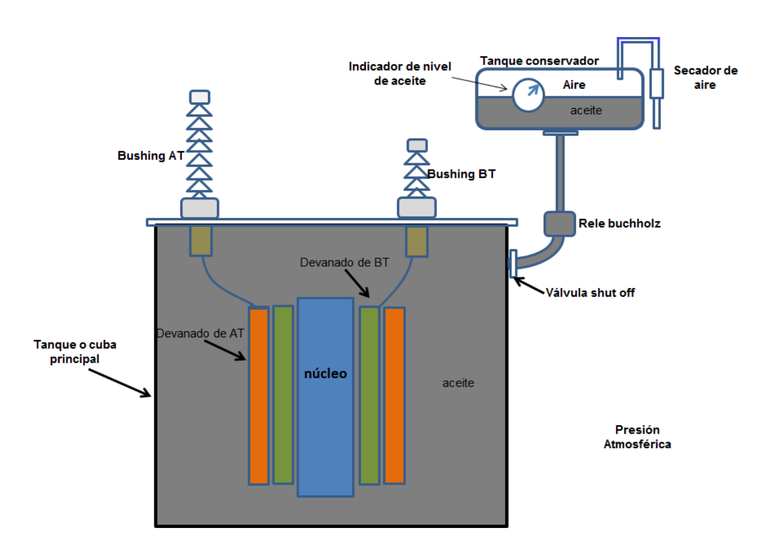


Figura 4-1 Transformador con conservador y respiración libre.

Los transformadores de este tipo que aún se encuentren en servicio, requieren ser refaccionados a fin de asegurar su vida, instalando un Diafragma o Pulmón, evitando así, el contacto con el aire.

4.2 Transformadores Con Conservador y Diafragma.

Estos tipos de transformadores son similares a los anteriores, pero corrigen el problema del contacto del aceite con el aire, al incluirse una bolsa de acrilo nitrilo. Con los cambios de temperatura, el aceite se contrae y se expande, contrayéndose y expandiéndose la bolsa o diafragma de acrilo nitrilo.

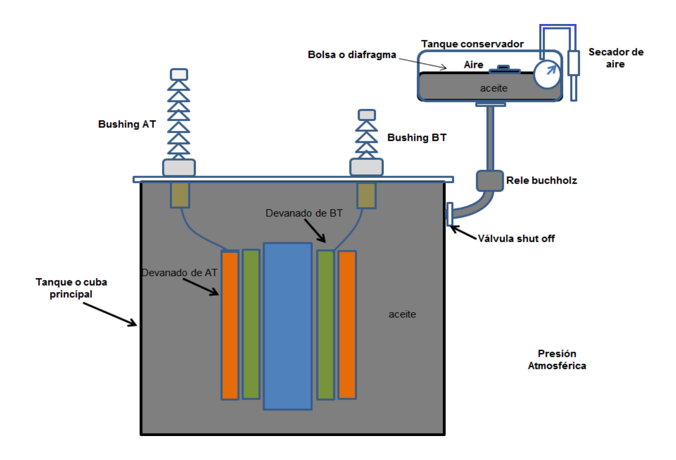


Figura 4-2 Transformador con Diafragma.

El acrílo nitrilo es una goma que trabaja muy bien con las temperaturas de operación del transformador y no contamina al aceite. En general, todas las empaquetaduras o juntas deben construirse con este material. Una alternativa para la construcción de empaquetaduras, es el corcho.

Sobre el diafragma se dispone un indicador de nivel, del tipo flotador de corcho, quien entrega información respecto del nivel de aceite. Si bien el aceite no entra en contacto con la atmósfera, se considera un secador de aire que impide la intromisión de humedad a la parte superior del conservador.

El diafragma tiene en su parte superior, una tapa la cual, durante el proceso de llenado con aceite, debe permanecer abierta y se debe tapar una vez alcanzado el nivel adecuado de aceite, asegurándose que no queden burbujas de aire en el interior.

4.3 Transformadores Con Conservador y Pulmón.

Funcionalmente estos tipos de transformadores, son similares a los que usan diafragma, salvo que el interior del pulmón, también de goma de acrilo, contiene aire. El pulmón se expande y se contrae con las variaciones de temperatura del aceite. También consideran un secador de aire para evitar la intromisión de humedad.

En este caso el indicador de nivel de aceite se dispone en la parte inferior del pulmón. El uso de este tipo de diseño y de los que tienen diafragma, son los comúnmente usados en transformadores de gran potencia. Es así que, los encontramos en grandes unidades de centrales generadoras, como transformadores elevadores y en grandes subestaciones.

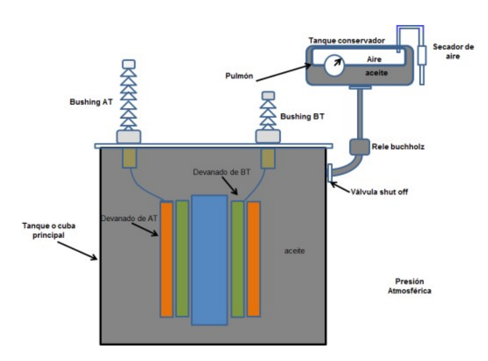


Figura 4-3 Transformador con Conservador y pulmón.

4.4 Transformadores Con Presión De Nitrógeno.

También conocidos como transformadores sellados. El tanque se llena con aceite hasta un nivel que sobrepasa a la parte activa, ver manual del fabricante, y el espacio restante se presuriza con gas de nitrógeno.

El gas de nitrógeno, por ser un gas noble, no reacciona con el aceite y permite desplazar la humedad. La presión de gas debería estar entre 2 a 3 psi., sin embargo, en cada caso se debe consultar el manual del fabricante.

Nos encontramos con este tipo, en transformadores de poca potencia, no más de 30 MVA, y 110 kV.

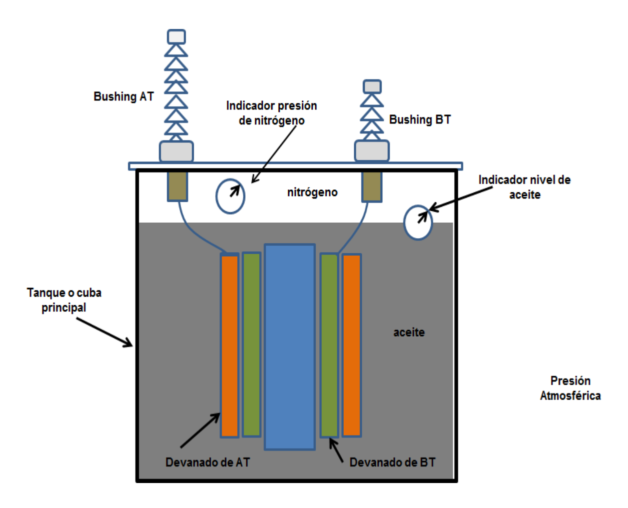


Figura 4-4 Transformador Presurizado Con Nitrógeno.

CAPITULO 5

ACCESORIOS

Para la correcta operación de un transformador, se requiere el concurso de un conjunto de elementos que realice funciones de refrigeración, monitoreo y protección. En el presente capítulo, se hace una descripción del funcionamiento y características constructivas de cada uno de ellos.

5.1 Sistemas De Refrigeración.

Durante la operación de un transformador se disipa energía en forma de calor. Esta proviene del núcleo y también de los devanados. Si esta energía no se retira, se producirá un aumento de temperatura que podría degradar tanto al aceite como al papel. Si no se toman medidas al respecto, se podría enfrentar una falla catastrófica o una disminución notable de la vida útil del equipo.

El monto de energía disipada por los devanados depende de la carga. Si establecemos un valor de temperatura límite que no afecte al papel y al aceite, estaremos estableciendo un valor de carga determinado. Ahora, si queremos aumentar la carga sin superar el límite de temperatura establecido, nos vemos en la obligación de retirar, usando algún medio de refrigeración, la energía disipada. La norma **IEEE C57.12.00, sección 5.1 (2)** hace una clasificación de los sistemas de refrigeración en transformadores, asociando las capacidades de operación correspondientes. A continuación se entrega una explicación respecto de cada clase:

5.1.1 Clase OA: Inmersos en Aceite, auto refrigerados.

Los devanados y el núcleo del transformador se encuentran inmersos en algún tipo de aceite y se auto refrigeran con la sola

circulación natural de aire que se encuentra en el exterior del tanque. Pueden encontrarse radiadores como elementos de enfriamiento.

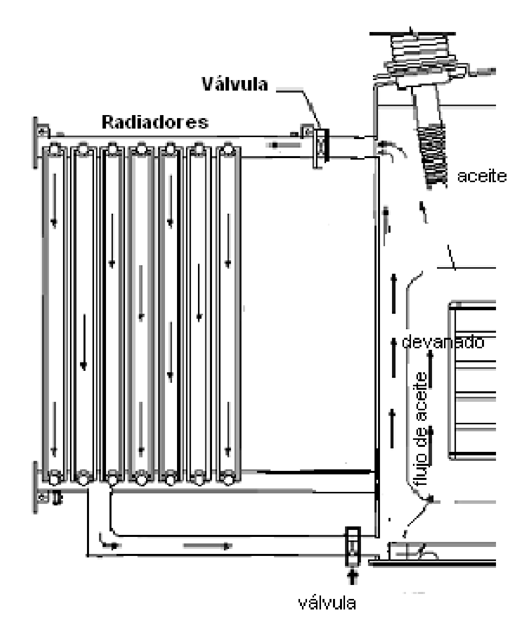


Figura 5-1 Transformador Con Clase OA.

5.1.2 Clase OA/FA: Inmersos en liquido, auto refrigerados / ventilación por aire forzado.

Los ventiladores se montan usualmente sobre radiadores. A estos transformadores se les asignan dos capacidades: una capacidad máxima que se puede transferir al estar los ventiladores fuera de servicio (OA) y otra mayor con los ventiladores operando (FA). Para pasar de una capacidad inferior a la otra superior, los ventiladores podrían conectarse de modo de iniciar su funcionamiento a una temperatura pre establecida.

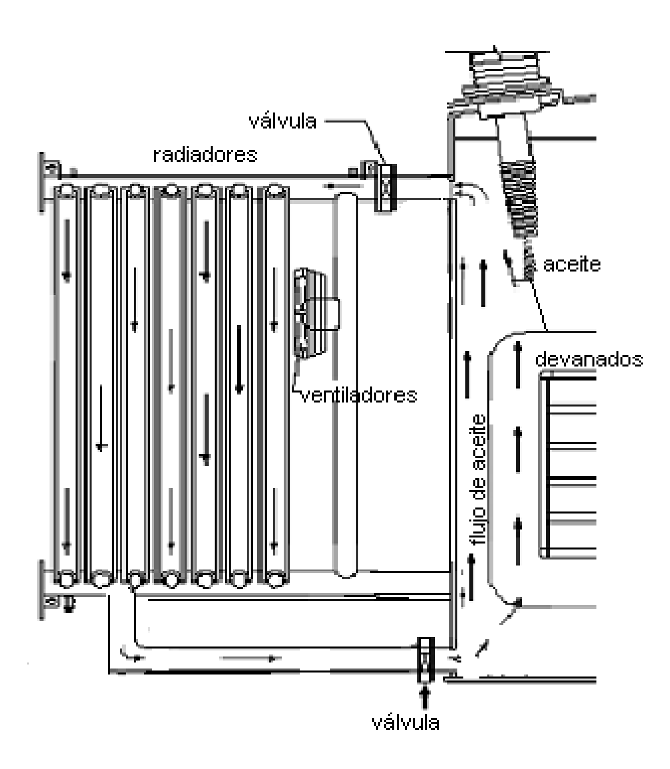


Figura 5-2 Transformador Con Clase OA/FA.

5.1.3 Clase OA/FA/FA: Inmersos en líquido, auto refrigerados/ ventilación por aire forzado/ ventilación por aire forzado.

Son idénticos a los de clase OA/FA, pero con un grupo de ventiladores adicionales. Existen tres capacidades de carga correspondientes a cada incremento en la refrigeración. Los dos grupos de ventiladores, entrarán en operación con distintos niveles de temperatura. No tienen bombas de aceite incluidas. El flujo de aceite que pasa por los devanados se logra por convección natural.

5.1.4 Inmersos en Líquido, Refrigerados por aire/ aceite forzado.

En este grupo existen dos clases:

- **Clase OA/FA/FOA**: Inmersos en líquido, auto refrigerados/ aire forzado/ aceite y aire forzado. Estos transformadores tienen radiadores incorporados al tanque. Pueden auto refrigerarse por

convección natural (OA), por aire forzado por ventiladores (FA) y por aceite y aire forzado con más ventiladores (FOA). A éstos, se le asignan tres capacidades cada una correspondiente a cada etapa de refrigeración. Los ventiladores y las bombas se conectan de modo de partir en forma automática cuando se alcanza un nivel de temperatura.

Clase OA/FOA/FOA: Inmersos en líquidos, auto refrigerados (aceite forzado, aire forzado)
Éstos presentan tres capacidades: Una capacidad baja, que se puede lograr con la sola refrigeración natural. Una segunda capacidad, que se logra con una parte de las bombas de aceite y una parte de los ventiladores y una tercera capacidad, que se puede desarrollar con las bombas de aceite y ventiladores restantes**.**

5.1.5 Inmersos en Liquido, Refrigeración por Agua.

Esta categoría tiene dos clases:

- **Clase OW**: Los devanados y el núcleo están inmersos en aceite. Existe un intercambiador de calor aceite/agua ubicado en el exterior del tanque. El agua de refrigeración, es bombeada al intercambiador y el aceite circula por convección natural. El calor adquirido por el aceite, al pasar por los devanados, hace que éste suba a la parte superior del tanque y a través de ductos, llega al intercambiador, refrigerándose y cayendo a la parte inferior del tanque.

- **Clase OW/A**: Los devanados y el núcleo están inmersos en el aceite. Estos tienen dos capacidades. La primera capacidad (A) se obtiene con auto refrigeración por aire natural y la segunda de la misma forma que la clase anterior (OW).

5.1.6 Inmersos en Líquido, Líquido forzado.

Esta categoría tiene dos clases:

- **Clase FOA**: Inmersos en líquido, líquido forzado con aire forzado. Estos transformadores, operan con sólo una capacidad y son enfriados por bombas de aceite y ventiladores que actúan simultáneamente.
- **Clase FOW:** Inmersos en líquido, líquido forzado con agua de refrigeración: Estos son refrigerados por un intercambiador de calor aceite/agua. Tanto el aceite como el agua, son bombeados al intercambiador.

5.2 Indicadores De Temperatura De Aceite.

Ya se ha establecido que la operación de un aceite a alta temperatura produce su degradación. La alta temperatura es un catalizador (excitador y acelerador) del proceso de oxidación de un aceite dieléctrico, de aquí la gran importancia de tener información de la temperatura de trabajo del aceite.

Por lo general, el aceite que se encuentra en la parte superior del tanque, tiene la más alta temperatura, de ahí que los fabricantes ubican los detectores de temperatura en esta zona.

La figura 5-3 nos muestra un indicador de temperatura de aceite. El elemento detector se ubica en la parte superior de la cuba o tanque. Éste, se aloja en un cilindro metálico llamado **termowell,** el cual está en contacto directo con el aceite. El detector, que también es un cilindro o bulbo detector, contiene en su interior un líquido que se expande y se contrae con los cambios de temperatura, usándose comúnmente alcohol. El detector se comunica con el dispositivo indicador, a través de un cordón protegido, denominado **capilar.**

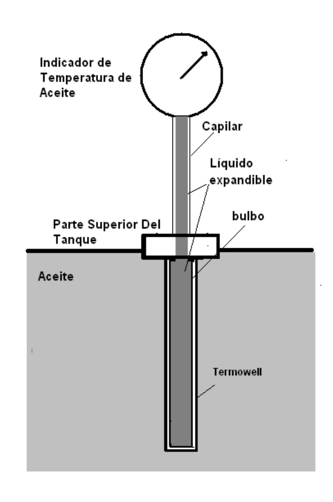




Figura 5-3 Indicador de Temperatura de aceite.

Al ocurrir un aumento en la temperatura del aceite, el líquido (alcohol) se expande y ejerce presión sobre un espiral ubicado en el interior del indicador. La acción de la presión del líquido en el espiral tiene como resultado un giro de la aguja que señala el aumento de temperatura.

Por el contrario, una disminución en la temperatura produce una contracción del líquido y finalmente un giro en sentido contrario de la aguja, señalando la caída de la temperatura del aceite.

Es evidente que el ambiente en que se encuentra el líquido, bulbo, capilar y espiral, debe estar siempre sellado. La pérdida del sello, produce la pérdida del líquido y la inhabilitación del dispositivo. Éste no admite reparación y debe ser reemplazado.

Generalmente, estos dispositivos contienen a lo menos un par de contactos eléctricos que permiten otorgar una alarma o proceder a un trip. Comúnmente los ajustes de alarma, por alta temperatura de aceite, están en los 85 °C.

5.3 Indicadores De Temperatura De Devanados.

La temperatura de los devanados es superior a la temperatura del aceite, generalmente entre 10 a 15 °C. Para medir la temperatura, dados los niveles de voltaje y tecnología, es imposible contar en términos prácticos y económicos, con un detector alojado directamente sobre los devanados. Por otra parte, la temperatura no es uniforme en toda la extensión de los devanados. La parte inferior tiene menos temperatura que la parte superior.

Además, dependiendo del diseño del transformador, se ubican puntos que tienen mayor temperatura, los que con mayor probabilidad, están en la parte superior del devanado. De todos estos puntos, se identifica aquel que tendrá siempre la mayor temperatura de todos. Este punto normalmente se denomina “ **El punto más caliente” o “Hot Pot”.**

Desde un punto de vista de monitoreo, se requiere tener información acerca de la temperatura del punto más caliente. Para la medición de la temperatura del punto más caliente se usa un esquema denominado **“Imagen Térmica”.**

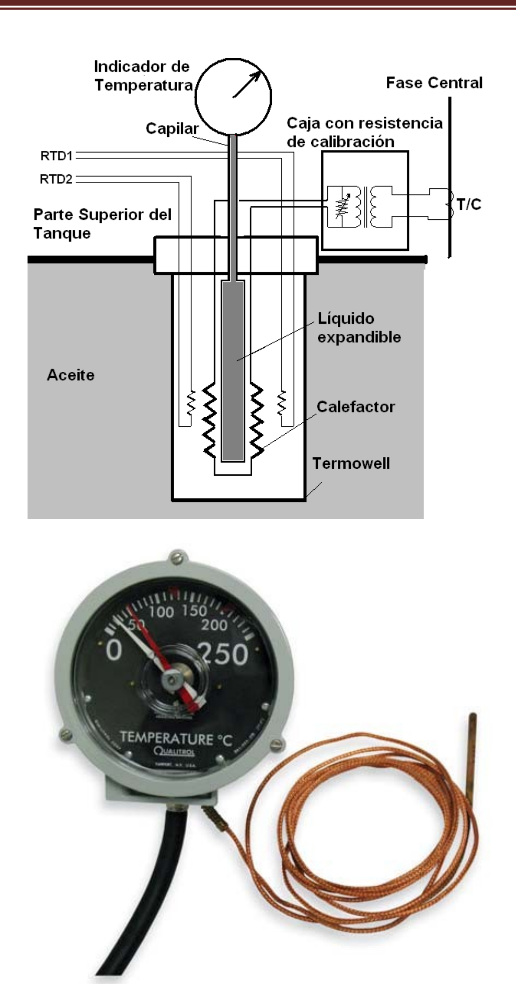


Figura 5-4 Indicador de Temperatura De Devanados ó de Imagen térmica.

El dispositivo es similar al de temperatura de aceite, pero para considerar la mayor temperatura del devanado, se cuenta con un calefactor que se alimenta con una muestra de la corriente de carga, reproduciendo así, la temperatura del devanado.

Los fabricantes, teniendo en cuenta el punto más caliente y el monto de la temperatura para una condición de plena carga, ajustan una resistencia de calibración, de manera de poder contar con una buena imagen de la temperatura del punto más caliente.

La muestra de corriente de carga se obtiene a partir de un transformador de corriente que viene con el transformador de potencia, quien toma la muestra de corriente de la fase central.

Además, estos dispositivos podrían contar con RTD`s como forma de tener lectura remota.

Al igual que los dispositivos de temperatura de aceite, estos dispositivos contienen a lo menos un par de contactos eléctricos que permiten otorgar un control de refrigeración y proceder a una alarma o desconexión del equipo. Comúnmente los ajustes para el inicio de la partida de una etapa de refrigeración, se encuentra en los 75 °C y un trip alrededor de los 105 °C. De todas maneras, se recomienda ver el manual del fabricante a objeto de determinar los distintos ajustes.

5.4 Indicadores De Nivel De Aceite.

Este dispositivo consta de dos partes. Una dispuesta en el interior del transformador y otra en la parte exterior. La parte interior se compone de un flotador, de un eje y de un imán interior que gira de acuerdo al nivel de aceite. Entre la parte interior y la parte exterior existe una separación constituida por un sello no magnético.

La parte exterior se conforma de un imán exterior, cuyo movimiento de giro se debe al seguimiento del imán interior, de un eje de giro, de una aguja indicadora y de una carátula.

La carátula tiene impreso en su parte central el valor de 25 °C. Esto significa que en condiciones normales y a una temperatura de 25 °C, la aguja debe estar posicionada en la parte central.

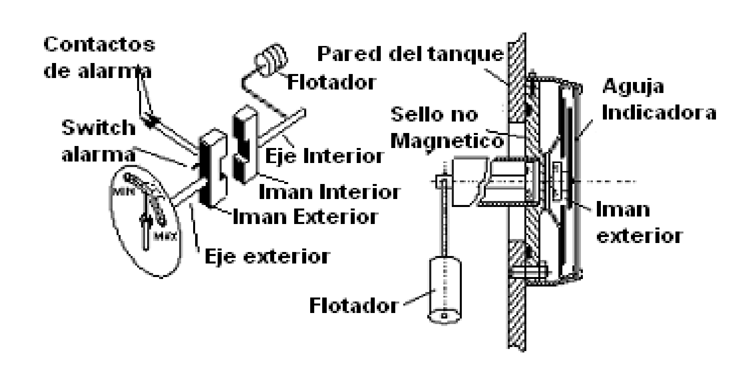




Figura 5-5 Indicador de Nivel de Aceite.

La lectura del nivel debe hacerse en conjunto con la lectura de temperatura de aceite. Si la temperatura del aceite es superior a 25 °C, el nivel deberá estar orientado a la zona alta. Si la temperatura es inferior a 25 °C, el nivel estará, levemente, debajo de la indicación de la parte central.

Estos dispositivos también cuentan con contactos eléctricos que otorgan alarma por bajo nivel de aceite.

Los bajos niveles, se presentan cuando existen fugas o cuando la temperatura ambiente cae mucho.

5.5 Relé De Presión Súbita.

Este es un dispositivo de protección. Cuando ocurre una falla interna, por ejemplo una descarga eléctrica, se generan gases

produciéndose un cambio brusco de presión en la zona en que se establece el arco. Esta onda de aumento de presión, se mueve rápidamente hasta llegar a las paredes del tanque. El relé de presión súbita es sensible a esta onda y por tanto detecta la anormalidad.

El relé de presión súbita, se ubica en una de las paredes laterales de la cuba. El cambio brusco de la presión del aceite, actúa sobre un fuelle principal, que en su interior posee un fluido de silicona. Este fluido actúa sobre dos fuelles de control. En la figura 5-6, el fuelle de control superior tiene un pequeño orificio de control que hace que el cambio de presión se transmita con gran retardo, respecto del fuelle inferior. Lo anterior hace que el dispositivo de balance actúe sobre un switch eléctrico, entregando una orden de trip.

Si el aumento de presión interna en el interior del transformador es muy lento, no actuará el dispositivo de balance, por lo que el relé sólo actúa para cambios bruscos de presión.

Estos tipos de relés se encuentran instalados en la mayoría de transformadores del tipo sellados y sólo en algunos casos en transformadores con conservador.

La operación de este relé, indica que el transformador ha sufrido una falla interna, por lo que no se debe proceder a reenergizar, sin antes realizar un chequeo y aclaradas las causas de la operación de éste.

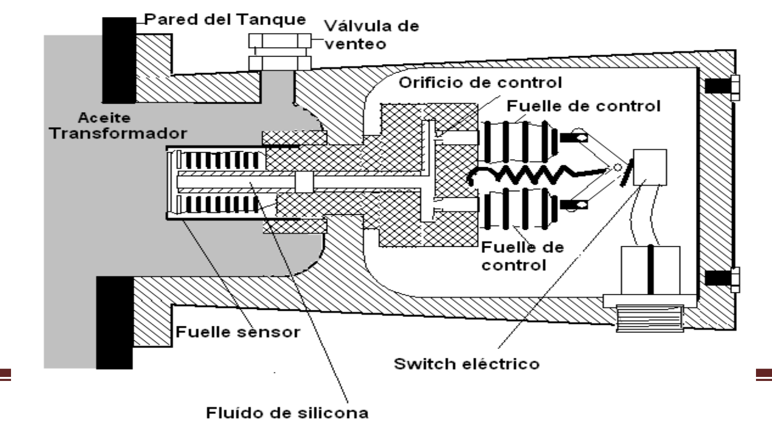




Figura 5-6 Relé de presión súbita.

5.6 Relé Buchholz.

También es un dispositivo de protección y se usa en todos los transformadores con conservador. Su instalación se ubica en el punto medio de una cañería que conecta al tanque principal con el conservador.

Constructivamente se compone como muestra la figura 5-7

Básicamente cumple con tres funciones:

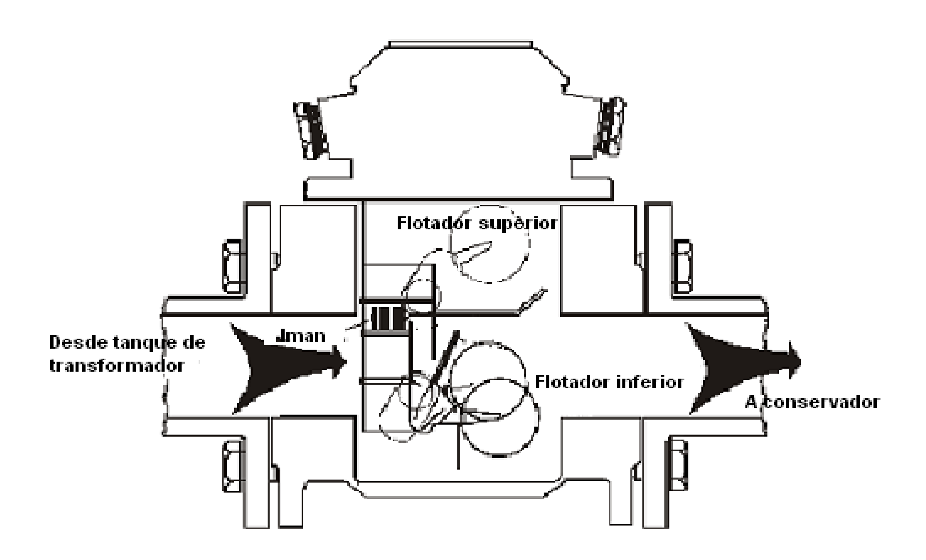
- Detector de gases.
- Alarma por bajo nivel.
- Trip por falla interna.

La generación de gas en el interior de un transformador se debe a múltiples causas, entre las que se cuentan: existencia de altas corrientes parásitas en el núcleo, sobrecalentamiento local en parte activa o conexiones, descargas de alta energía y descargas parciales. Estos gases forman burbujas que suben a la parte superior del tanque y luego buscan subir hasta el conservador. Al pasar por el relé buchholz, las burbujas son atrapadas en la cámara superior haciendo que el flotador de esta cámara, descienda de nivel, cerrando los contactos de un switch de mercurio, quien se encarga de entregar una alarma.

Producto de alguna fuga o en situaciones de muy baja temperatura, el nivel de aceite puede bajar notoriamente, incluso pudiendo llegar a un nivel inferior al punto de ubicación del relé . En estas condiciones, ambas cámaras quedan vacías y el switch de la cámara superior, entrega una alarma.

La sola acumulación de gases, sólo produce la operación de alarma. Al cubrirse toda la cámara superior con gas y al seguir generándose gases, el exceso se desvía hacia el conservador, sin generarse un trip.

Al ocurrir una falla interna, tal como una descarga de alta energía, se produce una onda de presión de aceite que se mueve en todas direcciones alcanzando al relé buchholz. La onda de presión, actúa sobre la chapaleta de la cámara inferior, forzando al flotador de esta cámara, a bajar. Con ésto, se cierra el segundo contacto de mercurio que origina un trip.



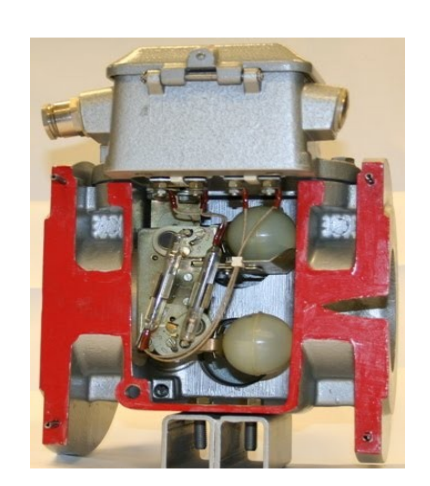




Figura 5-7 Relé Buchholz.

5.7 Válvula De Alivio De Presión.

Estos dispositivos, son la última línea de defensa contra una presión interna excesiva. Se ha mencionado que una falla interna puede terminar en un aumento notable de la presión. Ésta es una válvula cargada con un resorte que la mantiene cerrada permanentemente y que se abre solo cuando la presión interna es superior a la presión del resorte. Una vez liberada la sobre presión, el resorte vuelve a cerrar la válvula. Existe una varilla indicadora de color amarillo, que deja información acerca de la operación de la válvula. También se acompañan de un switch que permite dejar una alarma.

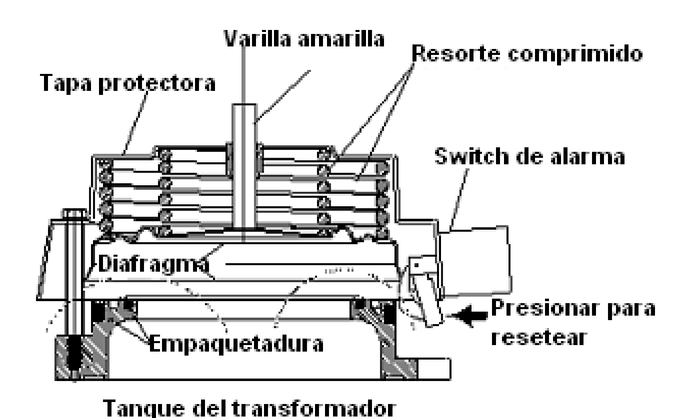


Figura 5-8 Válvula Alivio de Presión.

5.8 Relé Falla De Pulmón.

Este tipo de relé se encuentra solamente en aquellos transformadores que usan un pulmón en el tanque conservador. La función es detectar las pinchaduras que puede sufrir el pulmón.

Al pincharse el pulmón, se introducen burbujas de aire el aceite que se elevan a la zona del relé. Básicamente el relé, se compone de una cámara similar a la cámara superior de un relé buchholz. Las burbujas son atrapadas en esta cámara, accionado un switch de mercurio otorgando alarma.

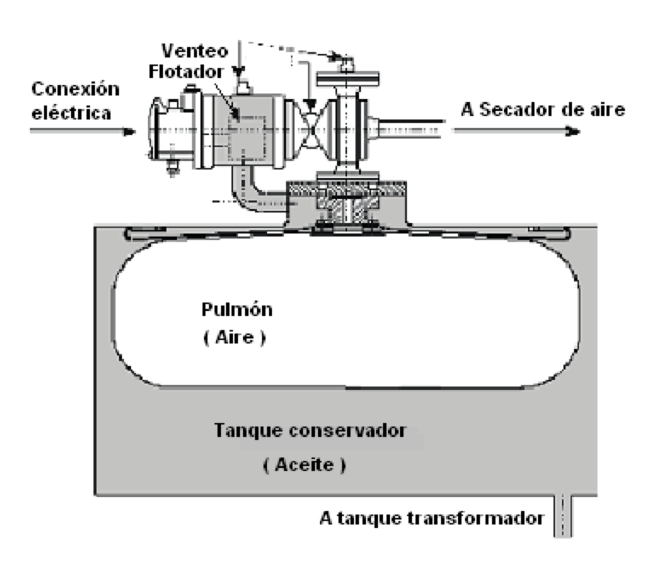


Figura 5-9 Relé Falla Pulmón.

5.9 Cambiadores de Taps.

En muchas aplicaciones es necesario variar la razón de transformación de los transformadores. Para este fin se consideran los cambiadores de

razón ó cambiadores de taps. Un esquema básico de un transformador monofásico con cambiador de taps, se muestra en la figura siguiente:

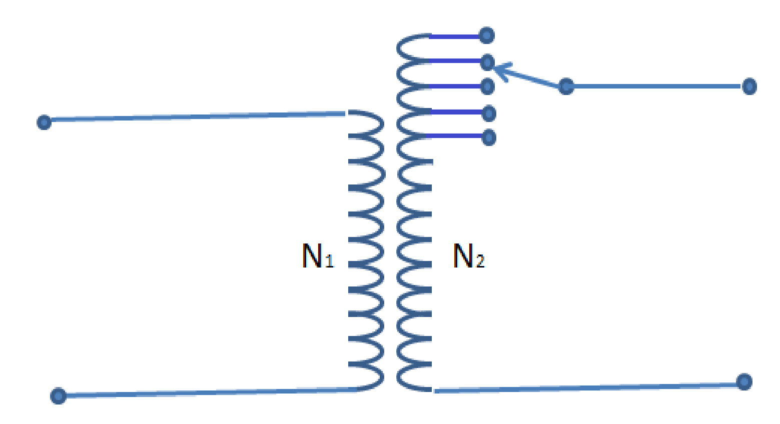


Figura 5-10 Diagrama básico Cambiador de taps.

En este transformador, el número de espiras del devanado secundario, N_2, puede variar y su valor dependerá de la posición que adopte el cursor indicado. Las tomas se denominan taps. Un cambio de taps implica un cambio en la razón de transformación. Con los cambiadores de taps se persigue variar la tensión en un rango de +/- 10% o más y en pasos de 2,5 %. En la figura se tiene un cambiador de cinco taps.

Desde un punto de vista constructivo, se pueden encontrar dos tipos:

a) Cambiador de tap manual y sin tensión.
b) Cambiador de taps bajo carga.

5.9.1 Cambiador de taps manual sin tensión.

En cambiadores manuales, el cambio de tap se debe hacer con el transformador desenergizado. En tanto que los cambiadores bajo carga, están diseñados para operar con el transformador energizado y con carga.

Los cambiadores de tap manuales se componen de un conjunto de contactos que son accionados por una manilla ubicada en el exterior de la cuba. El movimiento de la manilla se transmite a los contactos por medio de un conjunto de varillas hechas con un material aislante. En la

manilla exterior se encuentra un indicador que señala la posición del taps.

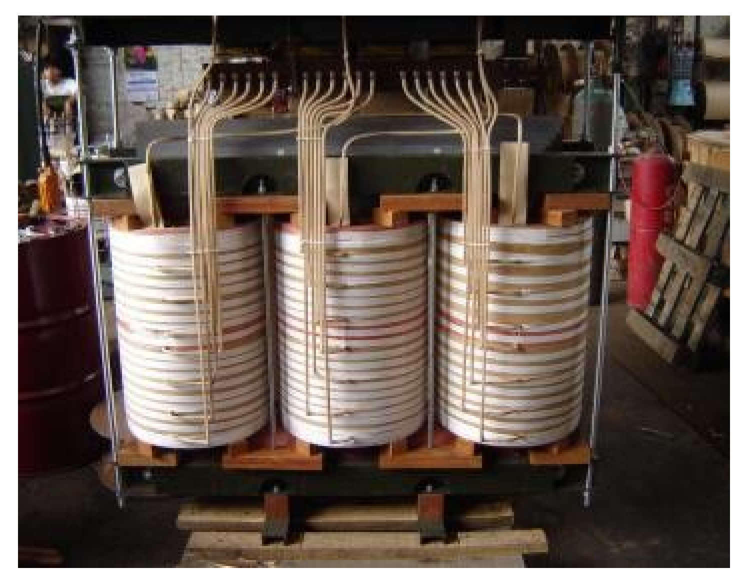


Figura 5-11 Transformador con cambiador de taps manual sin tensión.

5.9.2 Cambiador de taps bajo carga.

Existen dos tipos de cambiadores de taps bajo carga. De instalación exterior a la cuba ó tipo mochila y cambiadores de recipiente independiente ubicados al interior de la cuba principal.

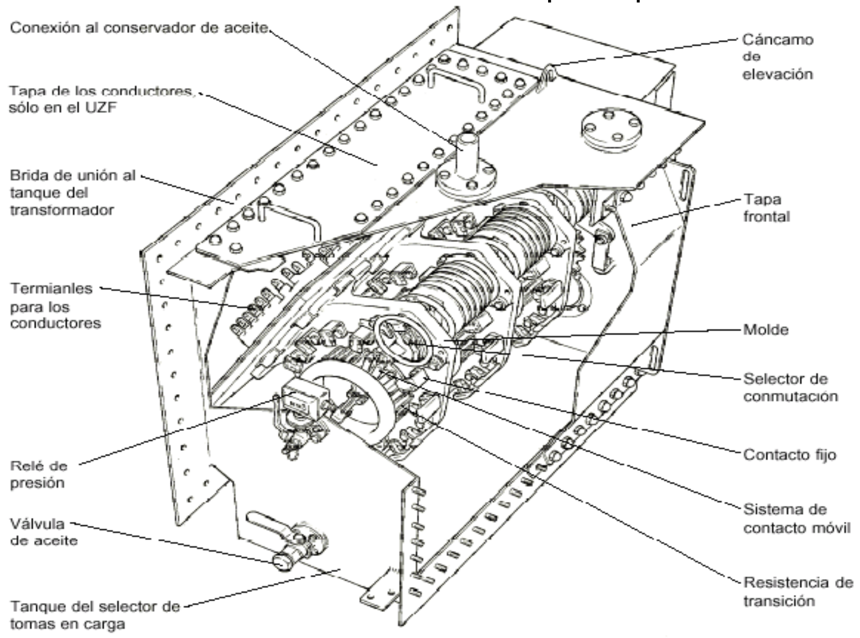


Figura 5-12 Cambiador de taps tipo mochila.



Figura 5-13 Cambiador de taps bajo carga de diseño interior.

MTS Contacto de selector, circuito principal
MSV Contacto de conmutación (ruptor al vacío), circuito principal
TTS Contacto de selector, circuito de resistencia
TTV Contacto de resistencia (ruptor al vacío), circuito de resistencia
STC Contacto de descarga por rozamiento
R Resistencia de paso
I_C Corriente reactiva

Secuencia de conmutación representada en 10 partes

Figura 5-14 Secuencia de conmutación de un cambiador marca MR.

CAPITULO 6

PROBLEMAS DE HUMEDAD

La experiencia ha demostrado que uno de los agentes más dañinos en la operación de un transformador, es la humedad. Considerando lo anterior, es que se ha estructurado este capítulo, donde se describe la nefasta influencia que ejerce la humedad en el interior de un transformador.

La humedad, especialmente con la presencia de oxígeno, es extremadamente peligrosa para el aislamiento de un transformador.

El agua tiene una alta afinidad con la celulosa o el papel. Al introducirse agua o humedad al transformador, la mayor parte de ella se involucra con el papel y una parte mucho menor, se mantiene en el aceite.

La medición del contenido de humedad o agua en el papel se establece al medir el porcentaje del peso del agua presente en una muestra respecto al peso total de la muestra en base seca. Este parámetro recibe el nombre de porcentaje de saturación de agua en el papel.

$$\%\,Sat\,Agua = (peso\,de\,agua\,en\,la\,muestra\,de\,papel / peso\,total\,del\,papel\,en\,base\,seca)\,100$$

Generalmente a este parámetro se asigna el símbolo M/DW, Donde M = Moisture (humedad),
D = Dry (seco) y W = weight (peso).

La medición del contenido de agua presente en el aceite, puede establecerse de la misma manera que en el caso del papel. También puede medirse en ppm.

Cuando se alcanzan niveles de 2% de (M/DW) en el papel, se debería planificarse un secado del transformador.

Para los efectos de secado, no basta retirar la humedad del aceite, sino que debe secarse el aislamiento de papel usando vacío o una combinación vacío con calentamiento.

Nunca se debe permitir la operación de un transformador cuando la humedad alcanza niveles de saturación sobre el 2,5 % en el papel ó sobre un 30 % en el aceite, sin antes realizar un secado.

La experiencia ha determinado que, cuando la humedad se dobla, la vida del transformador se reduce a la mitad, siendo uno de los

objetivos más importantes de un mantenimiento, el mantener fuera la humedad y el oxígeno de un transformador.

La Doble Engineering Company, ha establecido que para transformadores antiguos de hasta 69 kV, el contenido de humedad en el aceite no debe ser superior a las 35 ppm. Para transformadores entre 69 kV y 288 kV no debe ser superior a 25 ppm y para transformadores de voltajes superiores a los 288 kV no deberían superarse las 20 ppm.

6.1 Distribución Del Agua Entre El Aceite y El Papel.

El papel tiene una afinidad con el agua mucho mayor que la afinidad entre el aceite y el agua. De aquí que el agua se distribuye de manera distinta entre ellos. Un aspecto que contribuye a acentuar aún más esta desigualdad de distribución, es la temperatura.

La tabla 6-1 nos muestra por un lado, la gran atracción existente entre el agua y el papel y por otro lado, la importancia de registrar la temperatura del aceite al momento de extraer una muestra con propósitos de medir el contenido de agua.

Tabla 6-1 Distribución de agua en el papel y el aceite.

Temperatura (°C)	Agua en el aceite	Agua en el papel
20°	1	3.000 veces más que en el aceite
40°	1	1.000 veces más que en el aceite
60°	1	300 veces más que en el aceite

6.2 Contenido de Agua en el Aceite.

El agua puede existir en el interior del transformador de las siguientes maneras:

- Agua libre en la parte baja del tanque.
- Hielo en la parte baja del tanque.
- El agua puede estar disuelta en el aceite.
- El agua puede estar en forma de emulsión Agua/aceite.

- El agua puede estar en forma de humedad si los transformadores tienen gas inerte (transformador con presión de nitrógeno).

El agua libre ubicada en la parte baja del tanque, no afecta mucho a la rigidez dieléctrica del aceite. Sin embargo, esta deber ser retirada a la brevedad, por cuanto esta agua puede viajar al aislamiento de papel.

Dependiendo del lugar geográfico en que se ubica el transformador, el agua podría encontrase en forma de hielo durante el invierno cuando el equipo está fuera de servicio.

Dependiendo de la gravedad específica del aceite, el hielo podría estar flotando en el interior. De aquí la necesidad de conocer la gravedad específica de un aceite dieléctrico.

El agua puede estar disuelta o distribuida uniformemente en el aceite. La cantidad máxima de agua que podría estar disuelta en el aceite, aumenta con la temperatura, tal como muestra la figura 6-1.

Puesto que la capacidad del aceite de admitir agua disuelta aumenta con la temperatura, es posible secar el aislamiento de papel calentando el aceite. Una vez que el aceite se enfría, se forma una emulsión con el agua, es decir aparecen zonas con grandes concentraciones de agua, teniéndose una distribución irregular. Esta situación, produce una drástica reducción de la rigidez dieléctrica del aceite.

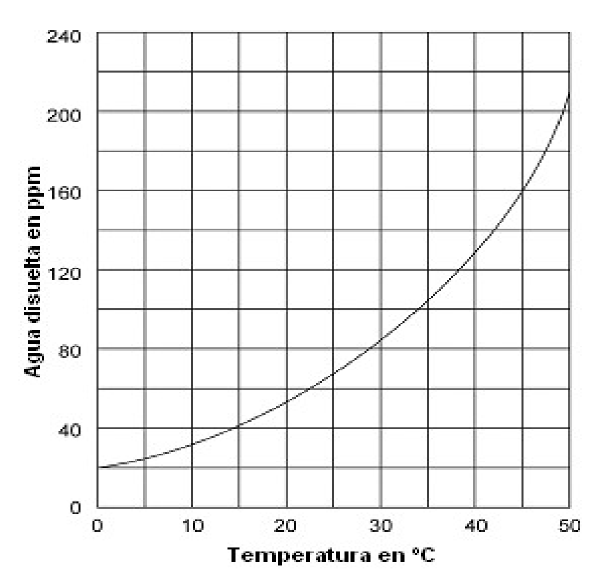


Figura 6-1 Cantidad máxima de agua que podría estar disuelta en el aceite v/s temperatura.

Generalmente, la cantidad de agua disuelta contenida en el aceite se mide en ppm. Es posible también medir esta cantidad en términos del porcentaje de saturación de agua disuelta contenida, es decir, el monto de agua contenida respecto de la cantidad máxima de agua que el aceite puede retener en forma disuelta.

En la figura 6-2 se puede ver que el monto de agua que puede disolverse depende de la temperatura.

Por ejemplo, si un ensayo señala que la cantidad de agua disuelta contenida en el aceite es de 100 ppm. a una temperatura de 40 ºC, el porcentaje de saturación del aceite será de 80%.

Cuando un aislamiento de papel presenta un contenido de agua de 2,5% de M/DW o el aceite presenta un 30% de saturación, el transformador debería someterse a un proceso de secado por vacío.

Se ha establecido que, un máximo de contenido de agua en el papel es de 2% de M/DW. Cuando el papel presenta valores del orden de 2,5% de M/DW, el papel se degrada más rápidamente produciendo aún más agua. Cuando el papel alcanza valores de 4% de M/DW, la situación se torna tan peligrosa que puede aparecer un arco, si la temperatura es de 90 ºC.

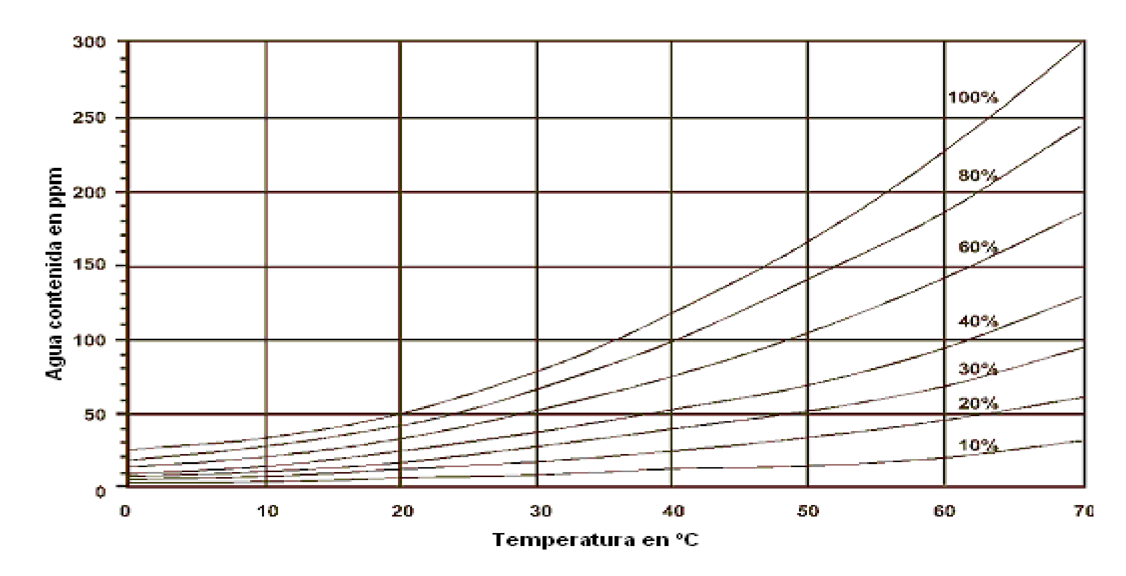


Figura 6-2 Curvas de porcentaje de saturación del aceite dieléctrico.

6.3 Contenido de Agua en el Papel.

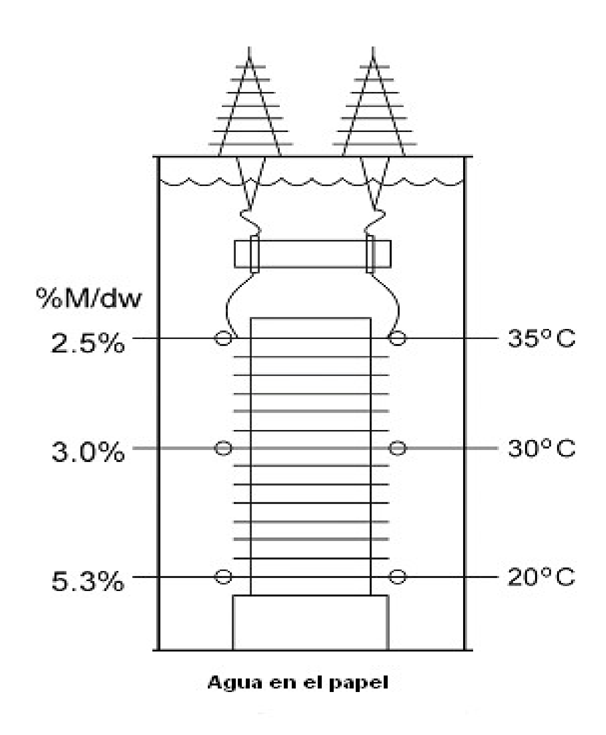


Figura 6-3 Distribución de agua en el papel.

La figura 6-3 nos muestra la manera en que el agua se distribuye en el aislamiento de papel. Cabe hacer notar que la temperatura de la

parte activa, no es uniforme y va en aumento en la medida en que nos acercamos a la parte superior del transformador.

También es notorio que el contenido de humedad contenida el papel, varía con la temperatura. De la figura se deduce, que la humedad de la parte inferior es prácticamente el doble que la que existe en la parte superior.

La mayoría de los transformadores viejos que se encuentran en servicio, presentan fallas en la tercera parte inferior donde la humedad es superior y donde existen los mayores esfuerzos eléctricos, es decir donde las diferencias de potencial entre devanados, son mayores.

Es imprescindible conocer el contenido de humedad en el papel. Sin embargo, no es posible medir este parámetro directamente, a menos que tomemos una muestra de papel.

Existe un método indirecto para conocer el contenido de humedad existente en el papel, conociendo el contenido de agua disuelta en el aceite. Este método se conoce con el nombre de “Multiplicadores de Myers”.

Se toma una muestra de aceite de la parte inferior del transformador, con objeto de determinar el contenido de humedad en ppm. del aceite. Se registra la temperatura del aceite y a este valor se suma la cantidad de 5 ºC. Con la temperatura así obtenida, se ingresa a la curva de la figura 6-4. Con esto, se determina el multiplicador de Myers. El valor de contenido de humedad del aceite en ppm, se multiplica con el multiplicador de Myers obteniéndose el porcentaje de M/DW de la parte superior del aislamiento de papel.

Es necesario mencionar que del total de agua presente en el interior de un transformador, en el orden de un 99 % se aloja en el papel y el resto en el aceite.

Si los ensayos demuestran que el contenido de humedad presente en el papel, supera el 2,5% de M/DW o se supera el 30% de saturación del aceite, el transformador debe secarse a la brevedad

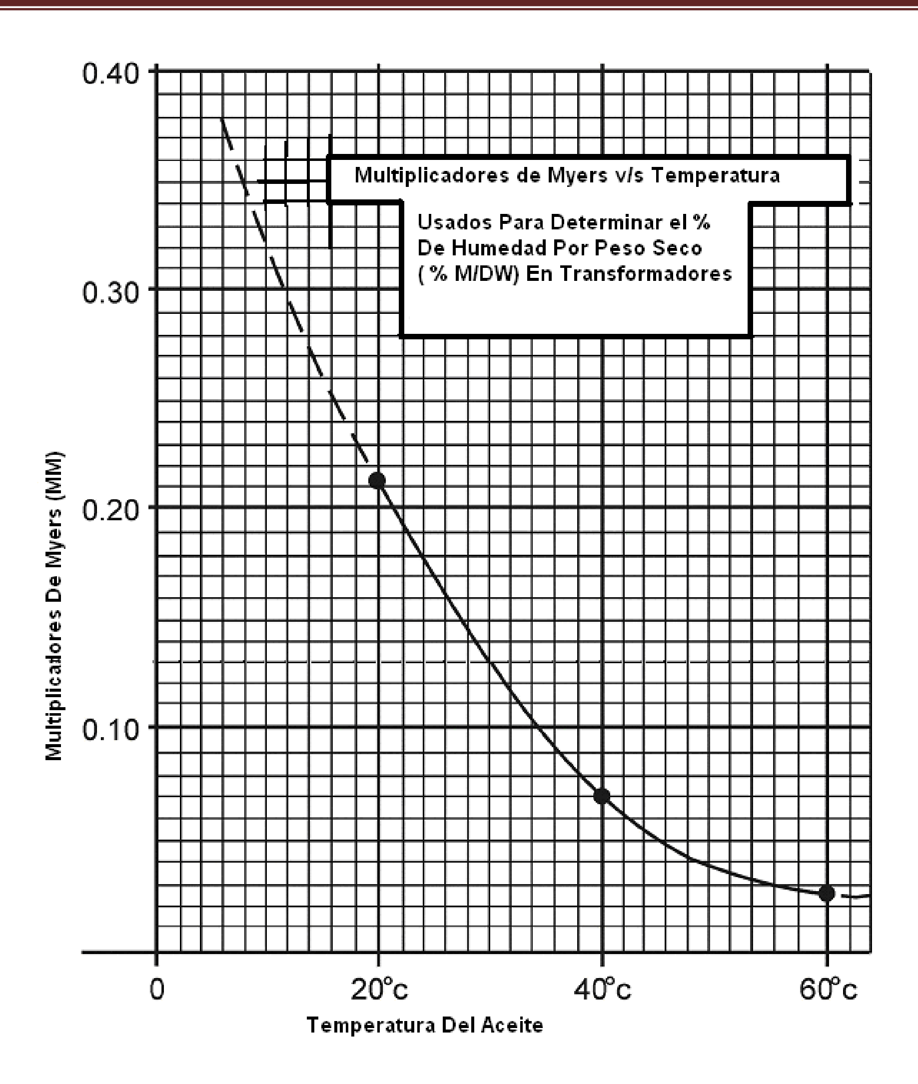


Figura 6-4 Multiplicadores de Myers v/s Temperatura.

CAPITULO 7

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Durante la operación de un transformador, es necesario realizar periódicamente un conjunto de actividades tales como: Chequeos, inspecciones, calibraciones y actividades propias de mantenimiento. Todo lo anterior, se realiza con el objetivo de asegurar un correcto funcionamiento del equipo y preservar las características de cada uno de los componentes.

A continuación, se identificarán cada una de las partes y dispositivos que están sujetos a mantenimiento y se entregarán las acciones recomendadas a seguir.

7.1 Tanque y Radiadores.

7.1.1 Corrosión Excesiva.

Chequear si existe corrosión excesiva tanto en el tanque principal como en los radiadores. La excesiva corrosión termina produciendo fugas de aceite y permite la intromisión de humedad y oxígeno. La corrosiones severas deben ser raspadas y pintadas con inhibidor de oxidación.

7.1.2 Fugas De Aceite.

Las fugas pueden presentarse en distintas partes, principalmente en las juntas ó en pinchaduras en los radiadores.

Deben inspeccionarse todas las juntas, tales como aquellas asociadas a las válvulas que unen a los radiadores con el tanque, las juntas de las bombas de aceite, escotillas de inspección, válvula de alivio de presión, bushings, instrumentos y elementos de protección.

En el caso de pinchaduras de radiadores, en algunas situaciones éstas pueden soldarse sin necesidad de drenar el aceite, sin embargo es necesario hacer un análisis de gases disueltos previo a la reparación, para evaluar el posible aumento de acetileno originado por la soldadura.

Si los radiadores se comunican con el tanque a través de válvulas, se debe aislar el radiador afectado para proceder a su reparación.

Si no se cuenta con válvulas de separación, todas las fugas originadas ya sea por fallas en juntas o pinchaduras, deberán repararse drenando el aceite del transformador.

7.1.3 Bloqueos o Tapones.

Los radiadores pueden taparse ya sea por un exceso de acumulación de lodos en las paredes interiores de los tubos de los radiadores o por basuras externas. El bloqueo por basuras externas, se da en los intercambiadores de calor agua/aceite.

Los bloqueos o tapones se pueden detectar mediante una inspección de termografía o al simple tacto con los tubos de refrigeración.

En aquellos casos de radiadores en base a intercambiadores de calor agua/aceite que posean válvulas de incomunicación con el tanque, éstos deberán aislarse para ejecutar la limpieza de basura, sin necesidad de drenar el aceite. Sin embargo, si no existen válvulas de separación el aceite del tanque deberá drenarse.

Si la causa del bloqueo es el lodo, se deberá drenar el aceite, limpiar los radiadores, tratar el aceite y limpiar la parte activa del transformador, puesto que los lodos estarán presentes en todo el transformador. La limpieza deberá ejecutarse con un chorro de aceite caliente de manera de lavar los devanados, núcleo y todos los intersticios.

Los lodos, aparte de provocar el bloqueo de los sistemas de refrigeración, cubren totalmente la parte activa del transformador,

evitando la transmisión de calor desde los devanados y núcleo hacia el aceite, provocando un aumento de temperatura de los devanados aún con bajas corrientes de carga.

Los lodos por tratarse de sustancias ácidas, también degradan al papel disminuyendo la vida útil del transformador.

7.1.4 Válvulas.

Las válvulas de incomunicación de los radiadores con el tanque, se encuentran en la parte superior e inferior. Es parte importante de una inspección el verificar la completa apertura de ellas con el transformador en servicio.

Algunas válvulas deterioradas podrían indicar estar completamente abiertas, pero internamente se encuentran parcialmente cerradas, afectando la refrigeración. Dependiendo de las temperaturas del transformador, deberá programarse la reparación de ellas o limitar la carga.

7.1.5 Depósitos De Minerales En Tanque y Radiadores.

En algunos casos de emergencia, se recurre a rociar con agua tanto el tanque como los radiadores con el objetivo de mejorar la refrigeración. Los minerales contenidos en el agua, se depositan en las superficies y son imposibles de retirar una vez evaporada el agua. Estos minerales afectan notablemente la refrigeración cuando este método de control de temperatura se hace una práctica.

En estas situaciones se recomienda agregar más ventiladores o radiadores.

7.2 Sistemas de Refrigeración.

Con el objetivo de controlar la temperatura y asegurar la capacidad de potencia establecida por las normas en un transformador (Ejemplo FOA), se consideran bombas y ventiladores.

7.2.1 Ventiladores.

El funcionamiento de los ventiladores, debe ser parte de una rutina de inspección periódica del personal de operaciones.

En un día caluroso y en condiciones de plena carga, todos los ventiladores deberían estar funcionado. Si un ventilador se encuentra detenido y los demás funcionando, éste debería reemplazarse o ser reparado a la brevedad.

Durante las inspecciones y sólo para efectos de prueba, debería modificarse el ajuste del indicador de temperatura de devanados de modo de verificar la partida de todos los ventiladores y el circuito de control que los maneja.

Por ruidos inusuales, es posible verificar anomalías en los rodamientos de los motores o problemas con las aspas. También, a través de una inspección de termografía, es posible determinar problemas de rodamientos.

7.2.2 Bombas De Aceite.

Con el objetivo de proveer refrigeración por aceite forzado, se consideran bombas que deberían chequearse periódicamente. Una manera efectiva de hacerlo, es modificar transitoriamente el ajuste de temperatura de devanado para hacer partir las bombas.

Con amperímetro de precisión, se debe tomar lectura de la corriente que toman los motores. El dato de la corriente es un elemento muy importante que nos entrega mucha información.

La magnitud y comparación de corriente en las tres fases, nos entrega información acerca del estado del motor de la bomba. También, la magnitud de la corriente obtenida en la inspección y la comparación con registros anteriores, nos entrega información acerca del estado de la bomba o de la carga.

Una corriente de carga que es más baja que los registros anteriores, podría ser un indicativo de un bajo flujo de aceite. Un bajo

flujo podría ser el resultado de una válvula a medio abrir. En estas circunstancias, deberán chequearse todas las válvulas de la línea, pudiendo ser que alguna de ellas se encuentre cerrada o defectuosa. Otra causa de un bajo flujo son los impellers ó aspas de las bombas cortados, como así también, los bloqueos por lodos y basuras, son causa de bajos flujos.

Por el contrario, si la corriente es mayor que los registros anteriores, también se estará en presencia de anomalías.

Los rodamientos desgastados producen el des-alineamiento de los impellers, ó aspas, haciendo que éstos rocen con la carcasa de la bomba. Esto se traduce en un aumento de la carga del motor. El ruido producido por roce de los impellers es distinto al de los rodamientos defectuosos. En estas situaciones, se debe remover el motor y examinar los impellers y si es necesario se deben reemplazar los rodamientos.

Es posible que un motor se encuentre girando en sentido contrario, en este caso la bomba genera un alto ruido y los indicadores de flujo indican un valor bajo o cero.

Si se tiene sospecha de alto ruido de una bomba en condiciones de alta temperatura del transformador, se debería chequearse el sentido de giro.

Las bombas pueden introducir aire a través de las juntas defectuosas del lado de succión. Estas juntas podrían pertenecer a válvulas o conexiones del lado de admisión. Con esto se producen burbujas de aire que podrían hacer operar al relé buchholz. Los análisis de gases disueltos podrían indicar un aumento del oxígeno y nitrógeno en el aceite.

7.2.3 Indicadores de Flujo de Aceite.

Estos dispositivos poseen una paleta que está en contacto directo con el flujo de aceite. Son de alta sensibilidad, lo que les permite actuar con bajos niveles de flujo. Al no existir flujo, un resorte hará retornar la

paleta a la posición off y en conjunto con un contacto eléctrico, se emitirá una alarma. Estos dispositivos siempre deben chequearse, al probar las bombas.

7.2.4 Intercambiadores Agua/ Aceite.

Se deben chequear las bombas siguiendo lo establecido en el punto 7.2.2. También es necesario verificar las juntas y válvulas asociadas.

Es posible que existan roturas en el intercambiador y el agua de refrigeración se esté pasando al aceite. En estas condiciones, los análisis de contenido de agua en el aceite, evidenciarán esta anomalía, si se ha verificado que no existen fugas.

La presión de agua en los circuitos de enfriamiento es normalmente mas baja que la del aceite, a fin de prevenir que el agua entre a la tubería de aceite. Se usa un rele de presión diferencial agua aceite, con alarma si se llega a una diferencia predeterminada.

La existencia de una pequeña rotura del intercambiador producirá daños severos en el transformador.

Por la posibilidad de congelación del agua en el enfriador y cañería en época invernal, con unidad detenida, se debe controlar la operación del sistema de drenaje. El mismo abre electroválvulas para vaciado del circuito de agua cuando la unidad se detiene.

7.3 Indicadores De Temperatura De Aceite.

Entregan información acerca de la temperatura del aceite ubicado en la parte superior del transformador (aceite más caliente). Aparte de entregar el valor de temperatura de aceite, estos dispositivos proveen una alarma cuando se alcanza un cierto valor preestablecido.

El aceite se degrada al trabajar a temperaturas superiores a los 100 ºC, por lo tanto, es conveniente evitar temperaturas superiores a los 90 ºC. Los ajustes de alarma se encuentran normalmente a los 85 ºC. Periódicamente deben contrastarse con un instrumento patrón. Para

tales efectos, se debe recurrir a una vasija con aceite y calefactor con control de temperatura.

Para la verificación, se debe retirar el bulbo del termowell e introducirlo a la vasija en conjunto con el instrumento patrón. Se debe evitar en todo momento, que tanto el instrumento en prueba como el patrón, toquen las paredes y piso de la vasija. El aceite debería estar en un movimiento lento durante la prueba. La manipulación del bulbo y el capilar se debe hacer con extremo cuidado para evitar daños.

Estos instrumentos alcanzan una precisión aceptable si se tiene una desviación inferior a los 5 ºC para temperaturas de plena carga.

Alcanzada la temperatura de alarma, deberá verificarse la operación en el cuadro anunciador.

Cuando un transformador se encuentra en operación y en condiciones de variaciones de carga y con la aguja indicadora fija, lo más probable es que el capilar o el espiral se encuentren rotos. En estas condiciones deberá reemplazarse el instrumento, ya que éstos, no aceptan reparaciones.

7.4 Indicadores De Temperatura De Devanados.

Miden la temperatura del punto más caliente de los devanados. Son similares en construcción a los indicadores de temperatura de aceite, pero consideran un calefactor que se alimenta de la corriente de carga regulada por una resistencia de calibración. Ver figura 5-4.

No son dispositivos de mucha precisión, razón por la cual se disponen para formar parte de los circuitos de control de bombas y ventiladores y proporcionar una alarma cuando se supera la temperatura definida por la clase del aislamiento.

Periódicamente, éstos deben ser probados y su chequeo se limita sólo al termómetro, al igual que en el caso de los indicadores de temperatura de aceite.

No se debe intervenir la resistencia de calibración a menos que se cuente con la curva de calibración del fabricante.

Las fallas de este equipo, son similares a la de los termómetros de aceite, por lo que deberán seguirse los mismos procedimientos y recomendaciones.

Durante la verificación, deberá chequearse la partida de ventiladores y bombas según corresponda.

Se debe observar cuidadosamente al tubo capilar. Si éste se ha pinchado o accidentalmente golpeado, el termómetro debería reemplazarse.

7.5 Indicadores De Nivel de Aceite.

Estos dispositivos se pueden chequear sin retirar el transformador del servicio.

Para su chequeo, se debe retirar el mecanismo exterior y con un imán permanente se procede a hacer rotar la aguja indicadora. Si este falla o se resiste o bien se pega, de debe proceder al reemplazo.

Estos indicadores cuentan con contactos eléctricos, cuyas operaciones se verifican con un óhmetro y se prueban los anunciadores de alarma.

7.6 Dispositivo o Válvula de Alivio de Presión.

Estos dispositivos se conforman de un disco que está haciendo presión, gracias a un resorte cargado sobre la parte superior del transformador. Cuando la presión interna es superior a la ejercida por el resorte, ésta se libera y el resorte vuelve a cerrar al dispositivo, quedando la indicación con la varilla amarilla.

Como una medida de precaución, nunca se debe pintar esta válvula. La pintura es un pegamento y en ciertas condiciones de presión interna, la válvula no operará produciéndose daños catastróficos. Si ellas han sidos pintadas deberían retirarse del servicio de inmediato para ser

reemplazadas. La pintura se introduce en los intersticios de la válvula haciendo imposible su retiro.

La válvula se instala en un orificio ubicado en la parte superior del transformador, considerándose una junta de acrilo nitrilo. En aquellos transformadores con conservador, se verá en forma evidente la existencia de una fuga de aceite. En los transformadores sellados, una fuga significará una constante pérdida de nitrógeno. En todo caso, normalmente estos dispositivos no presentan fugas, manifestándose sólo en las juntas de acrilo.

Una vez operada la válvula, el switch eléctrico asociado para alarma, deberá normalizarse en forma manual. El transformador no podrá retornar al servicio hasta no aclarada la causa y su normalización.

Si la válvula tiene treinta años o más, ésta debe reemplazarse de inmediato.

7.7 Relé de Presión Súbita.

Tal como se explicó anteriormente, este relé opera con cambios bruscos de presión producidos por fallas internas. Éstos se calibran de modo que son insensibles ante partidas de bombas de aceite y sismos de mediana intensidad, pero además son más rápidos que las válvulas de alivio de presión.

Generalmente estos relés se conectan al tanque a través de una válvula. Durante la operación del transformador esta válvula deberá permanecer siempre abierta.

Para efectos de chequeo, se deberá cerrar la válvula de interconexión con el tanque y se podrá retirar el relé de su posición. En estas condiciones, con un flange, se deberá tapar el área del relé que conecta con la válvula, y se introduce aire a presión variable. Se deberá registrar la cantidad de presión por unidad de tiempo a la que opera el relé.

Una vez operado el relé deberá verificarse el anunciador de alarmas y las acciones de trip

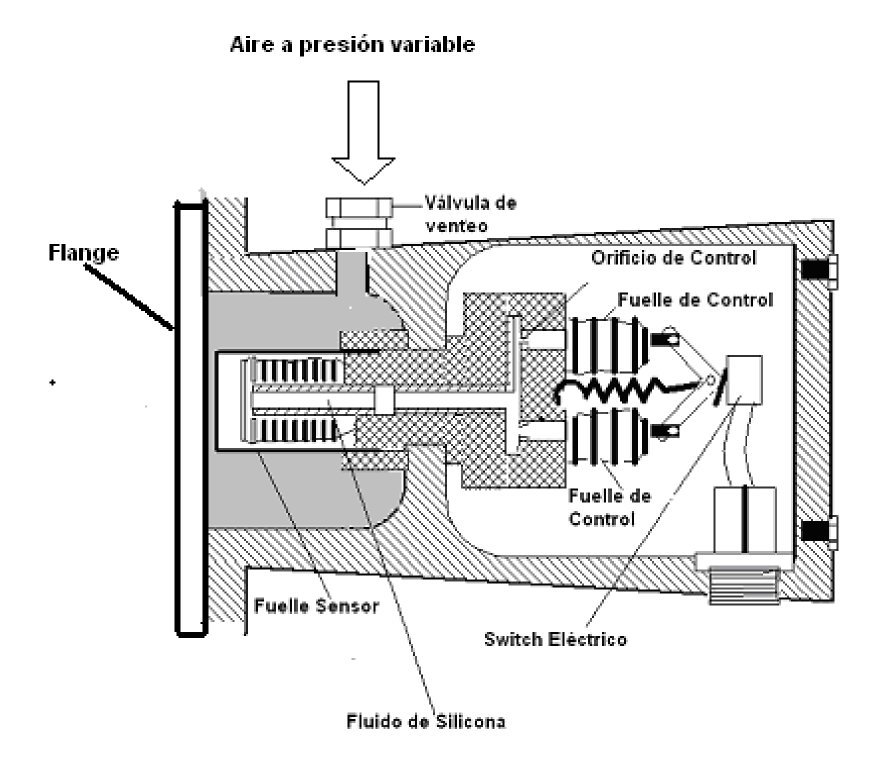


Figura 7-1 Chequeo Relé de presión súbita.

7.8 Relé Buchholz.

Este relé entrega una alarma cuando existe una acumulación de gases en su cámara superior y entrega un trip, cuando existe una falla interna que provoca un aumento brusco en la presión interna.

Generalmente vienen incorporados switches locales que permiten hacer simulaciones de operación del relé. En las oportunidades de prueba, deberá chequearse la operación en el cuadro anunciador y verificarse las acciones de trip.

Después de operar este relé, el transformador no puede ser re-energizado sin antes aclarar las causas y haber corregido las anomalías.

7.9 Secadores de Aire.

Los transformadores con conservador poseen un secador de aire que se conecta a su cuerpo y su función es eliminar la humedad cuando el transformador está “respirando”. Éste se compone de un recipiente lleno de granos de sílicagel, cuya función es atrapar la humedad. En los transformadores, es común encontrar dos tipos de sílica, una de color azul y que cambia a rosado cuando la sílica está saturada de agua y se hace necesario secarla. Además existe la sílica de color blanco, que también cambia de color con la saturación de agua.

7.10 Manómetro Vacío/Presión.

En transformadores sellados y con presión de nitrógeno, se usa un manómetro para monitorear la presión. La presión cambia con los cambios de carga y temperatura. Es necesario llevar un registro de presión, carga y temperatura en las inspecciones del personal de operación. Un manómetro que tiene su aguja fija ante cambios de temperatura o carga, debe cambiarse o revisarse por posibles fugas de nitrógeno.



Figura 7-2 Manómetro Vacío/Presión.

CAPITULO 8

GASES DISUELTOS GENERADOS DURANTE LA OPERACIÓN DE UN TRANSFORMADOR

Durante la operación normal y en condiciones de falla, se generan gases que se disuelven en el aceite. Los gases generados para cualquiera de estas condiciones, son típicos. El tipo o tipos de gases, los montos y velocidad de generación, permiten definir el estado en que se encuentra un transformador.

Los gases que se pueden encontrar disueltos en el aceite, en condiciones normales o producto del envejecimiento, son: H_2, CO y algo de CH_4. En tanto que en situaciones de falla podemos encontrar: Hidrógeno H_2 , Metano CH_4, Etano C_2H_6, Etileno C_2H_4, Acetileno C_2H_2 Monóxido de Carbono CO, Dióxido de Carbono CO_2 y Oxígeno O_2.

En general todos los gases citados anteriormente, se forman a partir de la degradación del aceite, a excepción del CO, el CO_2 y el Oxígeno, que se forman a partir de la degradación del papel o celulosa.

A manera de ejemplo, a continuación, se entregan cuatro situaciones en las cuales se muestran los gases generados para distintas situaciones de falla.

Es posible que en un **análisis de gases disueltos en el aceite**, **DGA**, se encuentre N_2, CO_2 y Oxígeno que pudieran venir del aire exterior al existir una fuga en el transformador.

La mayoría de los gases disueltos son combustibles a excepción del O_2, CO_2 y el N_2.

Tabla 8-1 Ejemplos de fallas y gases generados

FALLA: CORONA EN EL ACEITE		**FALLA: SOBRECALENTAMIENTO EN EL ACEITE**	
H_2	88 %	H_2	16 %
CO_2	1 %	CO_2	Traza
CO	1 %	CO	Traza
CH_4	6 %	CH_4	16 %
C_2H_6	1 %	C_2H_6	6 %
C_2H_4	0,1 %	C_2H_4	41 %
C_2H_2	0,2 %	C_2H_2	Traza

FALLA: ARCO EN EL ACEITE		**FALLA: SOBRECALENTAMIENTO EN LA CELULOSA**	
H_2	39 %	H_2	9 %
CO_2	2 %	CO_2	25 %
CO	4 %	CO	50 %
CH_4	10 %	CH_4	8 %
C_2H_4	6 %	C_2H_4	4 %
C_2H_2	35 %	C_2H_2	0,3

8.1 Estado De Un Transformador.

La IEEE ha desarrollado la guía IEEE C57-104-1991, que clasifica el estado de situación en que se encuentra un transformador a partir de la cantidad total de gases disueltos encontrados en un DGA.

Esta clasificación establece cuatro condiciones en las cuales podría encontrarse un transformador. La guía usa una combinación de concentraciones de gases individuales y totales TDCG.

Condición 1: Si el total de gases combustibles disueltos (TDCG) se encuentra bajo el nivel determinado por esta condición, se dice que el transformador opera satisfactoriamente. Si alguno de los montos de gases combustibles individuales excede los niveles entregados en la tabla 8-2 se deberá hacer una investigación.

Condición 2 : Si el TDCG se encuentra en este rango, significa que el nivel es superior al de una condición de gases combustibles normales. Por otra parte, si algún gas típico supera al nivel indicado en la tabla 8-2, se deberá hacer una investigación adicional, debido a que se podría estar en presencia de una falla. Se recomienda tomar un número suficiente de muestras para DGA para determinar los montos de generación de gases por día por cada gas. (Ver Tabla 8-3 Acciones a seguir basadas en el total de gases disueltos TDCG).

Condición 3 : Si el TDCG se encuentra dentro de estos rangos, indica que existe un alto nivel de descomposición de la celulosa y / o el aceite. Si un gas típico, en forma individual, ha excedido los niveles especificados en la tabla Nº 8-2 , se debería hacer una investigación adicional. Una o más fallas pueden estar presentes, por tal razón se

considera necesario tomar a menudo, muestras para un DGA , de modo de establecer el monto de generación de gas por día por cada gas.

Condición 4 : Si el TDCG se encuentra dentro de estos rangos, indica que existe una descomposición excesiva de la celulosa y/o del aceite. De continuar con el transformador en servicio, podría resultar una falla del equipo (ver tabla 8-2).

Cabe señalar que la clasificación definida por las condiciones 2,3 y 4 sólo establecen que existe un problema interno en el transformador. Para diagnosticar las posibles causas, se deberá recurrir a los métodos de diagnóstico que verán en el capítulo siguiente.

Los números de las condiciones expresados en la tabla 8-2, para gases disueltos dados según la IEEE C-57-104-1991, son extremadamente conservadores. Existen transformadores que han operado, en forma segura y sin problemas, con exceso de gases en la condición 4, aunque los gases se han encontrado estables y sin presentar incrementos o ellos crecen lentamente. Si el TDCG y un gas individual crecen significativamente (más de 30 ppm./día), es muy probable que exista una falla activa, por lo que el transformador debería retirarse del servicio al alcanzarse la condición 4.

Un incremento súbito en un gas individual y / o en el monto de producción de gases totales, es más importante en la evaluación de un transformador que la cantidad total de gases. Una excepción es el acetileno (C_2H_2).

La generación de cualquier cantidad de acetileno sobre unos pocos ppm. indica un arco de alta energía. Con trazas de pocos montos (unos pocos ppm.) se podría estar en presencia de una falla de muy alta temperatura (500 ºC). Un solo arco causado por un cortocircuito externo y cercano al transformador o una sobre tensión, puede generar acetileno. Si no se encuentra acetileno en forma adicional y si el nivel es inferior a la condición 4, el transformador puede continuar en servicio.

Sin embargo, si el acetileno continúa incrementándose, significa que el transformador tiene una falla interna activa de alta energía, debiendo retirarse del servicio.

Tabla Nº 8-2 Límites de concentración de gases disueltos típicos en Partes Por Millón (ppm.) que definen la condición ó estado de un transformador.

Estado	H_2	CH_4	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2[1]	TDCG
Condición 1	100	120	35	50	65	350	2,500	720
Condición 2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2,500-4,000	721-1,920
Condición 3	701-1,800	401-1,000	51-80	101-200	101-150	571-1,400	4,001-10,000	1,921-4,630
Condición 4	>1,800	>1,000	>80	>200	>150	>1,400	>10,000	>4,630
[1] CO_2 no se incluye en la determinación de TDCG debido a que este no es un gas combustible.								

Tabla 8-3 Acciones a seguir basadas en el total de gases disueltos TDCG

Condición	Nivel de TDCG o Mayor cantidad de gas individual (Ver Tabla 7)	TDCG Velocidad de generación de Gas (PPM/Día)	Intervalo de Muestreo y acciones a seguir	
			Intervalo de Muestreo	**Acciones a seguir**
Condición 1	720 ppm. de gases totales TDCG o Cantidad de gas individual más alta (Ver tabla 7)	<10	Anualmente ó cada 6 meses para transformadores de Extra Alto voltaje EAV	Continuar con la operación normal.
		10-30	Cada Cuatro meses	

		>30	Mensualmente	Analizar el gas individual para determinar la causa de su generación
Condición 2	721-1,920 ppm. de gases totales TDCG o Cantidad de gas individual más alta (Ver tabla 7)	<10	Cada cuatro meses	Analizar el gas individual para determinar la causa de su generación. Evaluar si la generación de gases obedece a una sobrecarga.
		10-30	Mensualmente	
		>30	Mensualmente	
Condición 3	1,941-2,630 ppm. de gases totales TDCG o Cantidad de gas individual más alta (Ver tabla 7)	<10	Mensualmente	Extremar precauciones. Analizar el gas individual para determinar la causa de su generación. Programar un retiro del transformador del servicio. Contactarse con el fabricante o un contratista especializado.
		10-30	Semanalmente	
		>30	Semanalmente	
Condición 4	>4,630 ppm. of TDCG o Cantidad de gas individual más alta (Ver tabla 7)	<10	Semanalmente	Extremar precauciones. Analizar el gas individual para determinar la causa de su generación. Programar un retiro del transformador del servicio. Contactarse con el fabricante o un contratista especializado.
		10-30	Diariamente	
		>30	Diariamente	Considerar retirar el transformador del servicio. Contactarse con el fabricante o un contratista especializado.

1. La más alta condición (1,2,3 ó 4) se define por el monto de un gas individual o por el total de gases disueltos. Por ejemplo, si el TDCG se encuentra entre 1,941 ppm. y 2,630 ppm., esto indica que el transformador se encuentra en la Condición 3. Ahora, si el hidrógeno es mayor que 1,800 ppm., el transformador se encontrará en la condición 4, como se establece en la tabla 8-2.
2. Cuando la tabla dice " Evaluar si la generación de gases obedece a una sobrecarga ", Esto significa que la velocidad de crecimiento en ppm. /día depende de las variaciones de la carga.

La tabla 8-2 supone que no se han hecho DGAs previos y que no existe historia reciente. Esta tabla sólo nos señala el estado en que se encuentra un transformador.

Al existir un DGA previo, éste debería compararse con el último para determinar si la situación es estable (los gases no se incrementan significativamente) o inestable (los gases se incrementan significativamente).

La tabla 8-3 nos entrega algunas sugerencias respecto de las acciones a seguir basadas en la cantidad de gas en ppm. y la cantidad de producción de gas en ppm. por día.

Antes de ir a la tabla 8-3, se debe determinar la condición en que se encuentra el transformador (ver tabla 8-2), es decir, con el DGA, verificar si éste se encuentra en condición 1,2,3 ó 4. La condición para un transformador particular, se determina al encontrar el alto nivel de un gas en particular o a través del TDCG. En forma individual, el monto de un gas individual o el monto de TDCG pueden definir la condición de más alto número, lo cual significa que éste puede encontrarse en una condición de alto riesgo. Si la cantidad de TDCG muestra al transformador en la condición 3 y en forma individual un gas típico se encuentra en la condición 4, el transformador se encuentra en la condición 4. Siempre se debe ser conservador y suponer la peor condición hasta que se pruebe lo contrario.

8.2 Intervalos de Muestreo y Acciones Recomendadas.

Cuando ocurre un rápido incremento en los gases disueltos, deberían seguirse los procedimientos recomendados en la tabla 8-3. La tabla indica los intervalos de muestreo recomendados y las acciones a seguir para varios niveles de TDCG en ppm. Un incremento en la generación de gases indica un problema que crece en severidad. Además cuando la cantidad de generación de gases se incrementa se recomienda acortar el intervalo de muestreo.

Si se pudiera llegar a establecer las causas que originan los gases y si el riesgo puede controlarse, el intervalo de muestreo puede extenderse. Por ejemplo, si se prueba el núcleo con un megger y si se encuentra una falla a tierra del núcleo, aún cuando la tabla 8-3 recomienda un intervalo de muestreo mensual, se podría optar por un intervalo más extendido, debido a que la causa de la fuente de gases y su incremento es conocida.

Una toma de decisión no debe realizarse nunca sobre la base de un solo DGA. Es muy fácil contaminar la muestra al exponerla accidentalmente al aire. Etiquetar mal una muestra en campo, es una causa muy común de error y puede ser contaminada o mal etiquetada en laboratorio. También, una mala manipulación de una muestra podría permitir el escape de algunos gases a la atmósfera y otros gases como el oxígeno, nitrógeno y dióxido de carbono podrían introducirse. Si se encuentra un problema en un transformador, lo primero que hay que hacer es tomar otra muestra para hacer una comparación.

8.3 Temperatura De Descomposición Del Aceite V/S Gases Generados.

La figura 8-1 nos señala la influencia de la temperatura en la generación y monto de gases. Nótese que las temperaturas a las cuales los gases se forman, son aproximadas. Esta figura no está dibujada a escala y es sólo para propósitos de ilustrar las relaciones entre la temperatura con los tipos de gases y sus cantidades.

La banda vertical de la izquierda, muestra los que los tipos de gases y sus cantidades relativas, se producen bajo una condición de descarga parcial. Nótese que todos los gases se encuentran presentes, pero en mucho menos cantidad que el hidrógeno. Se requiere un evento de muy baja energía, para producir moléculas de hidrógeno (descarga parcial /corona) a partir del aceite.

Los gases formados en el interior de un transformador, se generan en forma similar al proceso de una refinería de petróleo, donde los distintos tipos de gases se van formando de acuerdo a temperaturas específicas. En la figura 8-1, podemos ver montos relativos de gases de acuerdo a las temperaturas. El hidrógeno y el metano comienzan a formarse en pequeños montos a partir de los 150 ºC. Nótese que más allá de un punto máximo, la producción de metano, etano y etileno comienza a caer conforme la temperatura se incrementa.

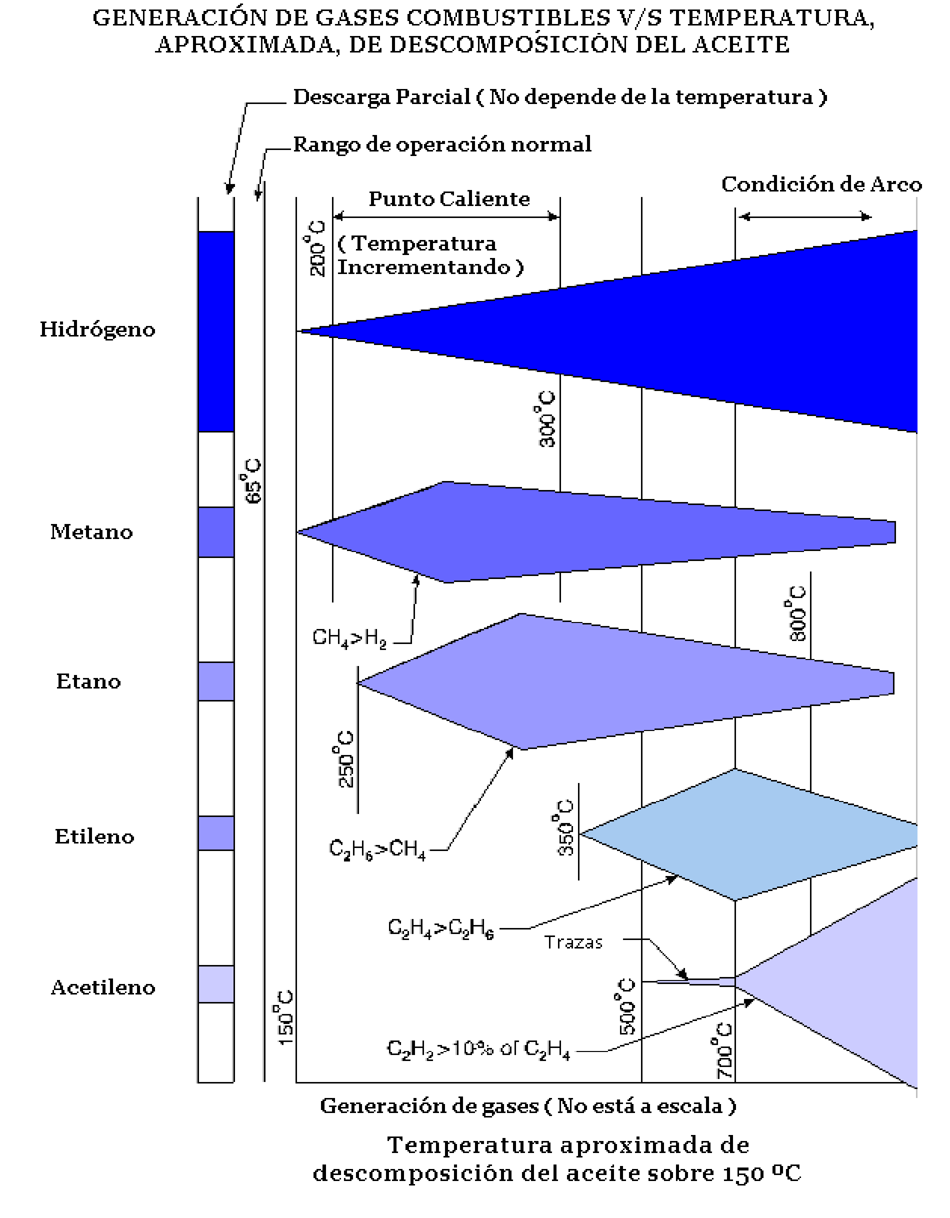


Figura 8-1 Temperatura de descomposición del aceite V/S Gases generados.

La producción de etano se inicia a los 250 ºC. La producción de etileno comienza a los 350C° y la del acetileno comienza entre los 500C° y los 700C°.

Pequeños montos de H_2, CH_4 y CO se producen por envejecimiento normal.

La descomposición térmica del aceite impregnado en la celulosa produce CO, CO_2 , H_2 , CH_4 , y O_2. y la descomposición de la celulosa comienza sólo a los 100 ºC o menos, Por lo tanto, se debe limitar la operación de un transformador a no más de 90 ºC.

Las fallas producen puntos calientes al interior del transformador, con temperaturas que son lejos mucho mas altas que las citadas.

8.4 Tipos De Fallas y Sus Causas.

La tabla 8-4 se denomina “Tipos de Fallas y sus Causas”. Esta tabla no es completa. Es imposible cubrir todas las causas y efectos debido a la complejidad de la operación de los transformadores. Los DGAs deben ser examinados exhaustivamente con la idea de determinar las posibles causas y decidir los cursos de acción.

Los cursos de acción se basan en análisis y experiencia, y rara vez se toman en forma inmediata.

La mayoría de los especialistas están de acuerdo en identificar dos tipos de fallas. Fallas Térmicas y Fallas Eléctricas. Las primeras tres de la tabla 8-4 son Fallas eléctricas y las últimas tres son fallas Térmicas.

El etano y el etileno se llaman algunas veces **“ Gases de metales calientes”.** Cuando estos gases se inician sin la generación de acetileno, los problemas al interior del transformador están involucrando metales calientes. Esto podría incluir mal contacto de conexiones del cambiador de taps o mal contacto en conexiones de cableado principal. Algunos flujos magnéticos, incidiendo sobre el tanque, son causa de estos “Gases de metales calientes”. Las corrientes que circulan desde los núcleos a tierra, también producen este tipo de gases.

Tabla 8-4 Tipos de Fallas y Sus Causas.

Tipo de Gas	Posible Falla	Posible causa
H_2, posibles trazas de CH_4 y C_2H_6. Posible CO.	Descarga Parcial (corona)	Aislamiento debilitado por antigüedad y esfuerzo eléctrico.
H_2, CH_4, (algo de CO si la descarga involucra el aislamiento de papel). Posibles trazas de C_2H_6.	Descargas de baja energía. (Podría haber descargas estáti- Cas)	Picadura en el aislamiento de papel con rastros de carbón. Podría haber partículas de carbón en el aceite. Podría haber pérdidas de pantalla electrostática, pobres conexiones a tierra.
H_2, CH_4, C_2H_6, C_2H_4, y el gas formado por el arco C_2H_2 estará presente en grandes cantidades. Si el la generación de C_2H_2 se está iniciando, el arco aún esta presente ú ocurriendo. Podría haber CO si el papel está calentándose.	Descargas de alta energía (Arcos)	Metal fundido, (pobres contactos en cambiadores de taps o conexionado principal). Aislamiento debilitado por antigüedad y esfuerzo eléctrico. Aceite carbonizado. Destrucción del papel si este se ha expuesto a un arco ó un sobrecalentamiento.
H_2, CO.	Falla térmica menor que 300 °C en área próxima al aislamiento de papel (calentamiento del papel).	Cambio de color del papel por sobrecarga o problemas en la refrigeración. Mal contacto en cambiadores de tais o conexiones principales. Indicios de corrientes de fuga y / o flujos

		magnéticos de fuga.
H_2, CO, CH_4, C_2H_6, C_2H_4.	Falla térmica entre 300 °C y 700 °C	Aislamiento de papel destruido. Aceite altamente carbonizado.
Todos los gases mencionados arriba y en grandes cantidades.	Arco eléctrico de alta energía con temperaturas sobre 700 °C.	Idéntico a lo anterior pero con descoloramiento de metal. Un arco pudo haber sido causado por una falla térmica.

Se debe notar que ambos tipos de fallas (Térmicas y Eléctricas) pueden ocurrir al mismo tiempo y una de ellas puede causar la otra.

8.5 Gases Atmosféricos (N2 , CO2 Y O2).

La aparición de estos gases en un DGA puede significar la existencia de una fuga. Sin embargo, es posible que existan otras causas en la generación de ellos. El nitrógeno pudo haber venido en el embarque, si fue presurizado con N_2 para transporte o puede tratarse de Nitrógeno presurizado en transformadores sellados. El CO_2 , y el O_2 se forman, por la degradación de la celulosa. Se debe ser muy cuidadoso y observar varios DGAs para verificar si los gases atmosféricos y niveles posibles de humedad, van en aumento. Además, se debe observar si existe alguna fuga de aceite. La humedad y los gases atmosféricos se introducen al interior del transformador, cuando éste se encuentra desconectado y cuando baja la temperatura ambiente.

8.6 Factores Que Afectan a Un DGA.

La exactitud de un DGA se ve afectada por la influencia de distintos factores. De ellos los tres más importantes son:

8.6.1 Temperatura.

Los rangos de producción de gas se incrementan exponencialmente con la temperatura y directamente con el volumen de

aceite y papel en condiciones de alta temperatura. La temperatura decrece tanto como aumenta la distancia de la falla. La temperatura, en el centro de la falla, es la más alta y aquí el aceite y el papel, producen la mayor parte de los gases. En la medida que la distancia a la falla es grande, la temperatura cae y la generación de gases también cae. Debido al efecto producido por el volumen, un gran volumen caliente de aceite y papel producirán el mismo monto de gas que un pequeño volumen, a mayor temperatura. No se puede identificar la diferencia al observar los DGAs. Esta es una de las razones por la que la interpretación de un DGA no es exacta.

8.6.2 Mezcla de Gases.

La concentración de gases en una zona próxima a una falla activa, será mayor que en la zona de toma de muestra de aceite. En la medida en que la distancia a la falla crece, la concentración de gases decrece. La uniformidad de la mezcla en todo el volumen de aceite al interior del transformador depende del tiempo de circulación del aceite. Si no existen bombas para forzar el aceite a los radiadores, el proceso de mezclado de todos los gases se demora más tiempo. En condiciones normales de carga y con bombas, el equilibrio de mezcla se alcanza dentro de 24 Hrs. El efecto sobre el DGA que se logra, al tomar la muestra en un tiempo mayor, es despreciable.

8.6.3 Solubilidad de Gases.

La solubilidad de los gases en el aceite, varía con la temperatura y presión. La solubilidad de los gases de todos los transformadores es directamente proporcional con la presión. La variación de la solubilidad con la temperatura es mucho más compleja. La solubilidad del hidrógeno, nitrógeno, monóxido de carbono y oxígeno varía directamente con la temperatura. En tanto que la solubilidad del dióxido de carbono, acetileno, etano y etileno varía inversamente con la

temperatura. Cuando la temperatura sube, la solubilidad de estos gases cae y cuando la temperatura cae, la solubilidad sube. La solubilidad del metano se mantiene casi constante con los cambios de temperatura. Los datos de la tabla 8-5 están referidos para 25 ºC y 14.7 psi.

En la tabla 8-5, al comparar la solubilidad de 7% del hidrógeno con el valor de 400% del acetileno, se puede ver que el aceite de transformador tiene mucho más capacidad de disolver acetileno. Ahora, un 7% de hidrógeno por volumen representa 70.000 ppm., y 400% de acetileno representa 4.000.000 ppm. Nunca se verá un DGA con un número tan alto.

Tabla 8-5 Solubilidad de gases en aceite de transformador a 25 ºC y 14.7 psi.

Gas Disuelto	Formula	Solubilidad en aceite de transformador (% por volumen)	Equivalencia en ppm. por volumen	Causa Primaria /Fuente
Hidrógeno[1]	H_2	7.0	70,000	Descarga parcial, corona, electrolisis de H_2O
Nitrógeno	N_2	8.6	86,000	Colchón de gas inerte, atmósfera
Monóxido de Carbono[1]	CO	9.0	90,000	Sobrecalentamiento de la celulosa, polución en el aire
Oxigeno	O_2	16.0	160,000	Atmósfera
Metano[1]	CH_4	30.0	300,000	Aceite sobrecalentado
Dióxido de Carbono	CO_2	120.0	1,200,00	Celulosa sobrecalentada, atmósfera
Etano[1]	C_2H_6	280.0	2,800,00	Aceite sobrecalentado

Etileno[1]	C_2H_4	280.0	2,800,000	Aceite muy sobrecalentado
Acetileno[1]	C_2H_2	400.0	4,000,000	Arco en el aceite
[1] Denota gas combustible. Sobrecalentamiento puede ser ocasionado por alta temperatura y por un esfuerzo dieléctrico inusual.				

El nitrógeno puede aproximarse a un nivel máximo, si existe gas de nitrógeno como colchón. La tabla 8-5 muestra el máximo monto de cada gas que el aceite es capaz de disolver en condiciones normales de presión y temperatura (25 ºC y 14,7 psi.). En estas condiciones, se dice que el aceite está saturado.

Si se tiene un transformador tipo conservador en el cual se esta incrementando el oxígeno y el CO_2 , existe una alta posibilidad que el tanque tenga una fuga o que el aceite haya sido pobremente procesado. Se deberá chequear la existencia de fugas en el diafragma o el pulmón o fugas alrededor de la válvula de liberación de presión o en juntas abiertas.

En general, debería haber muy poco nitrógeno y especialmente oxígeno en un transformador tipo conservador. Ahora bien, si el transformador fue embarcado con nitrógeno presurizado y no fue desgasificado apropiadamente, podría haber un alto contenido de nitrógeno en el DGA, pero el nivel de nitrógeno no debería incrementarse después que se haya puesto en servicio por unos pocos años. Cuando el aceite se está introduciendo en un transformador nuevo, éste debe estar en condiciones de vacío, de modo de retirar el nitrógeno y finalmente introducir el aceite.

El aceite puede de absorber nitrógeno residual (durante la etapa de transporte del transformador) en la interfase Gas / aceite y algo de nitrógeno podría atraparse en los devanados, aislamiento de papel y estructura. En este caso, el nitrógeno puede ser muy alto en el DGA. Sin embargo, el oxígeno debe ser muy bajo y el nitrógeno no deberá incrementarse.

Es importante tomar una muestra de aceite al principio de su vida útil para establecer un línea de base para los días posteriores. El nitrógeno y oxígeno deber compararse con los DGAs iniciales. Si éstos se incrementan, significa que existe una fuga. Si el transformador ha sido desgasificado, el nitrógeno y el oxígeno deben ser muy bajos en los DGAs. Es de vital importancia mantener registros precisos sobre la vida de un transformador. Cuando ocurre un problema, los registros de información ayudan enormemente en la solución

CAPITULO 9

DIAGNOSTICO DE FALLAS USANDO ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS

(DGA)

A partir de los gases generados y disueltos en los aceites dieléctricos, es posible establecer las causas que están originando una falla en un transformador. Para tal efecto, se analizan dos métodos. El método del Triángulo de Duval y el método de Rogers.

9.1 Cantidad Mínima de Gas.

Los instrumentos cromatográficos usados en los análisis de gases disueltos en laboratorios, tienen una capacidad de discriminación mínima en cuanto a la cantidad de un gas a analizar. El análisis de gases en cantidades inferiores a estas cantidades mínimas, arrojan errores elevados debido a que la instrumentación no es sensible a esos valores.

Las cantidades mínimas de gas que los instrumentos de laboratorio pueden percibir son las siguientes:

Cantidades límites mínimas de gases que pueden detectarse en laboratorios

Hidrógeno (H_2) 5 ppm. aproximadamente
Metano (CH_4) 1 ppm. aproximadamente
Acetileno (C_2H_2) 1 ppm. aproximadamente
Etileno (C_2H_4) 1 ppm. aproximadamente
Etano (C_2H_6) 1 ppm. aproximadamente
Monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO_2) 25 ppm.
Oxigeno y Nitrógeno 50 ppm. aproximadamente.

Por otra parte, para los efectos de análisis de gases tendientes a establecer diagnósticos de fallas, se requieren cantidades muy superiores a las indicadas.

Para realizar diagnósticos de falla con un error razonable, se requiere contar con a lo menos diez veces las cantidades citadas anteriormente. Sin embargo, cuando ocurre una falla dentro del transformador, lo más probable es que las cantidades de gases obtenidas, superen lejos el valor de diez veces el mínimo que una cromatografía de laboratorio puede detectar. En estas condiciones, el error es mínimo.

9.2 Diagnostico DE Fallas Mediante El Método De Duval.

Este método fue desarrollado por Michael Duval y tiene por objetivo diagnosticar, con una precisión medianamente razonable, el origen de las fallas en un transformador.

Para los efectos de establecer un diagnóstico, se evalúan los porcentajes que representan los gases individuales generados tales como: metano (CH_4), etileno (C_2H_4) y acetileno C_2H_2, respecto de la suma de los gases ($CH_4 + C_2H_4 + C_2H_2$).

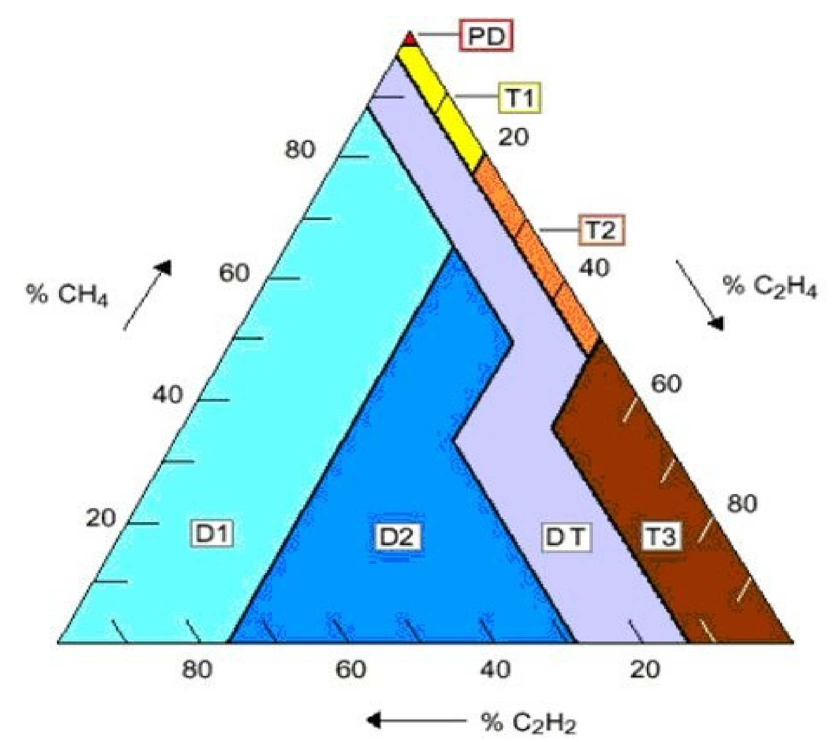


Figura 8-1 Triángulo de Duval.

El triángulo de Duval está dividido en zonas, denominadas zonas de falla y se designan como se señala a continuación:

PD = Descarga Parcial

T1 = Falla térmica de baja temperatura , menor a 300 ºC.

T2 = Falla térmica de mediana temperatura, entre 300 a 700 ºC.

T3 = Falla térmica de alto rango, sobre 700 ºC

D1 = Descarga de baja energía.

D2 = Descarga de alta energía.

DT = Intermedia entre falla térmica ó descarga eléctrica.

Una vez determinados los porcentajes de los gases individuales, se procede a situar un punto al interior de triángulo, tomando como coordenadas los porcentajes establecidos. El punto así obtenido, caerá dentro de alguna de las zonas de falla, determinándose las características de ella. Cabe señalar que este método se usa cuando se tienen gases suficientes o el crecimiento de algún gas individual es tal, que el transformador se encuentra en la condición 2 ó 3 ó 4.

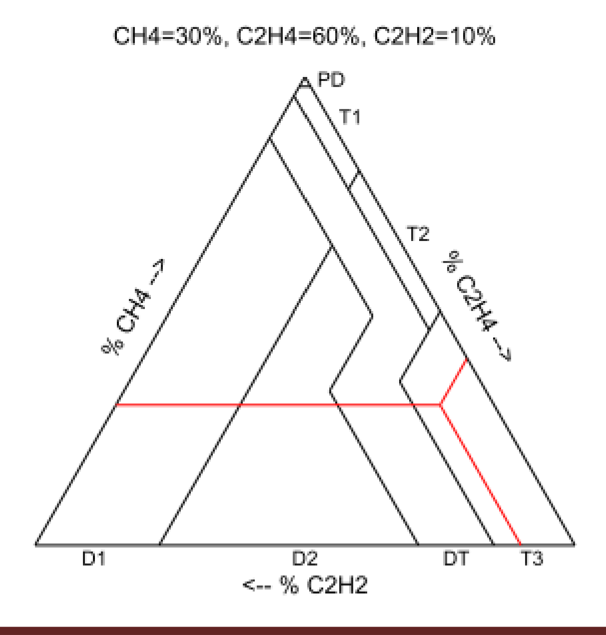


Figura 9-2 Ejemplo análisis de falla usando Triángulo de Duval.

El ejemplo de la figura 9-2 define una falla tipo T3, es decir una falla térmica de alta temperatura que normalmente recibe el nombre de falla “Hot Metal”.

9.3 Diagnostico De Fallas Mediante El Método De Rogers.

El método de las razones de Rogers, es una herramienta adicional que puede usarse para los análisis de gases en un transformador con aceite, cuando se tiene la sospecha de la existencia de una falla. El método de Rogers compara cantidades de diferentes tipos de gases individuales, los que se dividen unos con otros.

C_2H_2/C_2H_4 CH_4/H_2 C_2H_4/C_2H_6

Esto da una razón entre la cantidad de un tipo de gas respecto de otro.

De acuerdo a los valores obtenidos por las razones, se asignan una combinación de números 0, 1 ó 2 que definen un código. El código así obtenido define un determinado tipo de falla o situación del transformador.

La tabla 9-1 nos muestra los códigos asignados y los respectivos diagnósticos.

Al igual que el método de Duval, el método de Rogers sólo tiene significado válido si está presente un monto significativo de gases. Al aplicar este método, se debe restar los gases que estaban previo al cambio repentino. Estos gases corresponden al envejecimiento natural del equipo o de problemas previos.

Para que el diagnóstico sea válido, los gases usados en las relaciones deben ser a lo menos 10 veces el límite de detección entregado anteriormente. Mientras más gas se tenga, más válido será el

diagnóstico de Rogers. Lo contrario también es cierto, a menores gases, menos válido es el diagnóstico.

Tabla 9-1 Razón de gases individuales en el método de Rogers.

		Códigos			Diagnostico
		$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	Límite mínimo detectado y 10 veces el mínimo detectado: C_2H_2 1 ppm. 10 ppm. C_2H_4 1 ppm. 10 ppm. CH_4 1 ppm. 10 ppm. H_2 5 ppm. 50 ppm. C_2H_6 1 ppm. 10 ppm
<0.1 0.1-1 1-3 >3		0 1 1 2	1 0 2 2	0 0 1 2	
Caso	**Tipo de falla**				**Problemas encontrados**
0	Sin falla	0	0	0	Envejecimiento normal
1	Descarga parcial de baja energía	1	1	0	Descarga eléctrica en burbujas causadas por sobresaturación de gases en el aceite o cavitación de bombas o alta humedad en el aceite (burbujas de vapor de agua).
2	Descarga Parcial de alta energía	1	1	0	Similar a lo anterior, pero con inicio de una perforación del aislamiento sólido por chispazos o arcos. Esto generalmente produce CO y CO_2.
3	Descarga de baja energía , chispas y arcos	1-2	0	1-2	Continuos chispazos a través del aceite entre malas conexiones de diferentes potenciales o potenciales flotantes, rompimiento de la rigidez dieléctrica del aceite entre aislantes sólidos.
4	Descargas de alta energía, Arcos.	1	0	2	Descargas (arcos) con gran potencia; arcos rompiendo el dieléctrico del aceite entre conexiones o devanados, o entre devanados y tierra, o arcos de cambiadores de taps bajo carga durante el cambio de tap, cuando se mezcla el aceite del tanque principal con el aceite del cambiador.

5	Falla térmica con temperatura menor a 150 °C (ver nota 2)	0	0	1	Conductor aislado sobrecalentado; Esto produce generalmente CO y CO_2. Debido a esto, esta falla involucra a la celulosa.
6	Falla térmica. Temperatura en un rango de 150-300 °C (ver nota 3)	0	2	0	Punto caliente en el núcleo debido a concentraciones de flujo. Los Ítemes siguientes se exponen en orden al incremento de temperatura de los puntos calientes. Pequeños puntos calientes en el núcleo. Láminas de hierro cortocircuitadas. Sobrecalentamiento del cobre debido a las corrientes de Eddy. Mala conexión entre devanados y cables principales, ó malos contactos en cambiadores bajo ó sin carga. Corrientes circulando en el núcleo; Esto se debería a una conexión adicional indeseada entre el núcleo y tierra, (corrientes circulando entre el núcleo y el tanque); Esto también podría tratarse de grandes flujos de fugas inducidos en el tanque. Estos problemas pueden involucrar a la aislamiento de celulosa las cuales producirán CO y CO_2.
7	Falla térmica. Temperatura en un rango de 300-700 °C	0	2	1	
8	Falla térmica. Rango de temperatura sobre 700 °C (ver nota 4)	0	2	2	

Notas: 1. Existirá una tendencia para la razón C_2H_2 /C_2H_4 a subir desde 0.1 a valores sobre 3 y la razón C_2H_4 /C_2H_6 a subir desde 1-3 a valores sobre 3 en la medida en que el incremento de los chispazos suba en intensidad. El código en la etapa de inicio será entonces 1 0 1.

2. Estos gases viene principalmente de la descomposición de la celulosa lo que explica los ceros en este código.

3. Esta condición de falla esta normalmente marcada por el incremento de concentración de gas. CH_4 /H_2 es normalmente 1, pudiendo el valor estar sobre ó bajo 1, dependiendo de varios factores entre los cuales se cuentan el sistema de preservación del aceite (conservador, sello de N_2 , etc.), la temperatura del aceite y la calidad del aceite.

4. Incremento de los valores de C_2H_2 (más que unas trazas), generalmente indica un punto caliente mayor a 700 °C. Esto indica generalmente un arco en el transformador. Si la razón de crecimiento del acetileno esta creciendo, el transformador debería des-energizarse.

Si un gas usado en el denominador de cualquier relación es cero, o no haya sido detectado en el DGA, se debe usar el límite entregado anteriormente en el denominador. Esto nos entrega una relación razonable para usar el diagnóstico de la tabla 9-1.

Ejemplo 1

El DGA de un transformador ha arrojado los siguientes valores:

Hidrogeno H_2	9 ppm.
Metano CH_4	60
Etano C_2H_6	53
Etileno C_2H_4	368
Acetileno C_2H_2	3
Monóxido de carbono CO	7
Dióxido de carbono CO_2	361
Nitrógeno N_2	86.027
Oxigeno O_2	1.177
TDCG	500

Análisis de Roger

	Código
$C_2H_2/C_2H_4 = 3/368 = 0.00815$	0
$CH_4/H_2 = 60/9 = 6.7$	2
$C_2H_4/C_2H_6 = 368/53 = 6.9$	2

El etileno y el etano son llamados algunas veces "**Gases de Metal Caliente**". Nótese que esta falla no involucra a la celulosa, debido a que el CO es muy bajo. El H_2 y el C_2H_2 son menores que diez veces el límite de detección. Esto significa que el diagnostico no tiene un 100% de confiabilidad. Sin embargo, debido al alto etileno, la falla se debe a

una mala conexión o falla en el cambiador de taps o puede también ser a causa de la circulación de corriente desde el núcleo a tierra. Este ejemplo muestra que el diagnóstico no es preciso y que debe usarse mucho criterio de ingeniería.

Una pequeña cantidad de acetileno está presente, levemente arriba del límite de detección de 1 ppm. Esto significa un arco de no muy alta energía, debido a su pequeño monto. Quizás éste se produjo por una descarga externa o un alto voltaje.

Cabe hacer notar que el etileno se está incrementando lentamente, pero el etano tiene un mayor incremento entre las muestras 1 y 2 sin existir incremento entre las muestras 2 y 3. Nótese que dos tipos de gases (CH_2 y C_2H_6) están sobre la condición 1 en la tabla 9-1, de modo que el método de Rogers, es válido. Refiriéndose a la tabla 9-2, esta combinación de códigos corresponde al caso 6, el cual indica que el transformador tiene una falla térmica con una temperatura entre el rango de 150C° a 300C°.

Ejemplo 2

El DGA de un transformador ha arrojado los siguientes valores:

Tabla 9-2 Datos de falla de ejemplo N°2

	Ultimo DGA	**Penúltimo DGA No. 2**	**Antepenúltimo DGA No. 1**
Hidrógeno (H_2)	26 ppm.	27	17
Metano (CH_4)	170	164	157
Etano (C_2H_6)	278	278	156
Etileno (C_2H_4)	25	4	17
Acetileno (C_2H_2)	2	0	0

Monóxido de Carbón (CO)		92	90	96
Dióxido de Carbón (CO_2)		3,125	2,331	2,476
Nitrógeno (N_2)		67,175	72,237	62,641
Oxigeno (O_2)		608	1,984	440
Análisis de Rogers basado en ultimo DGA:				
			Códigos	
C_2H_2/C_2H_4	=2/25	=0.080	0	
CH_4/H_2	=170/26	=6.54	2	
C_2H_4/C_2H_6	=25/278	=0.09	0	

La historia de un transformador debe examinarse cuidadosamente. Es muy importante mantener un registro preciso en todos los transformadores. Esta es una información valiosa cuando se quiere hacer una evaluación.

9.4 Relación Dióxido De Carbono-Monóxido De Carbono.

Esta relación no se incluye en el análisis de Rogers. Sin embargo, ésta se usa para determinar si la falla esta afectando a la celulosa.

La formación de CO_2 y CO, producto de la degradación del aceite impregnado en la celulosa, se incrementa rápidamente con la temperatura.

Una relación CO_2/CO menor que tres se considera generalmente, como una indicación de una probable falla que involucra al papel en presencia de arco. La relación normal de CO_2/CO es siete.

Relaciones con valores sobre 10, generalmente indican una falla térmica con compromiso de papel.

Lo anterior es válido sólo si el CO_2 proviene del interior del transformador y no proviene de una fuga, por lo tanto estas relaciones

serán significativas, sólo si existe un significativo monto de ambos gases.

La muestra de aceite también puede contener CO_2 y O_2 si ha sido expuesta al aire durante el muestreo o en la manipulación en el laboratorio. Si se sospecha de una falla, se deberá observar cuidadosamente. Si el CO se está incrementando alrededor de 70 ppm. o más por mes, probablemente existe una falla. Es conveniente restar el monto de CO y CO_2 obtenido antes que el incremento de CO y CO_2 se haya iniciado, de manera que solo los gases causados por la falla presente sean usados en las relaciones. Esto eliminará el CO y CO_2 generados por el envejecimiento normal y otras fuentes.

Cuando se sospecha de una degradación excesiva de la celulosa (la relación CO_2/CO es menor que tres o mayor que 10), significa que se requerirá un análisis de furanos en el próximo DGA, lo cual entregará una indicación del resto de vida útil del transformador.

No se puede retirar del servicio a un transformador basado solamente en el análisis de furanos. Todas estas pruebas dan una indicación de la salud del papel, no siendo una cosa segura. Pero los análisis de furanos son recomendados por varios expertos para dar una indicación de la vida remanente, aunque lo más recomendado para tener una estimación de la vida remanente es sacar una muestra de papel, cuando la relación CO_2/CO es menor que tres o mayor que 10.

CAPITULO 10

ENSAYOS ELÉCTRICOS EN TRANSFORMADORES

Dentro de las actividades de mantenimiento, se considera un conjunto de ensayos el cual, en conjunto con la inspecciones y análisis de aceite, nos entrega una buena imagen respecto del estado de un transformador.

En general, los ensayos eléctricos en transformadores, se clasifican en tres categorías:

- **Ensayos de fábrica**, cuando el transformador es nuevo o ha sido refaccionado.
- **Ensayos de aceptación,** previo a la instalación.
- **Ensayos de Mantenimiento y propósitos de diagnósticos**, Ensayos realizados en el período de operación del transformador

a continuación se describen los distintos ensayos a ejecutar en un transformador.

10.1 Resistencia De Devanados.

La resistencia de devanados, se prueba en campo para chequear malas conexiones y altas resistencia de contactos en cambiadores de Taps. Con el objeto de definir si la resistencia es muy alta, los resultados se comparan entre las distintas fases en transformadores conectados en estrella o entre pares de terminales para transformadores conectados en delta. Los valores de resistencia se deben comparar con los valores de pruebas en fábrica.

Según acuerdo, se acepta una desviación máxima de un 5% respecto de los valores de fábrica. Se debe convertir la medida de resistencia a la temperatura de referencia usada en fábrica (normalmente 75 ºC).

Para establecer una referencia común, se debe hacer uso de la siguiente formula:

$$R_s = R_m \frac{(T_s + T_k)}{(T¿¿m + T_k)¿}$$

R_s = Resistencia a la temperatura de referencia de fábrica (Ver manual de equipo)

R_m = Resistencia de la medida actual

T_s = Temperatura de referencia de fábrica (usualmente 75 °C)

T_m = Temperatura a la que se toma la medida

T_K = Constante del material del devanado:

234.5 °C para cobre 225 °C para aluminio

10.2 Resistencia de Aislamiento.

Periódicamente, los devanados deben ser sometidos a la prueba de medida de resistencia de aislamiento. Deberá efectuarse medidas de todos los devanados respecto de tierra y de todos los devanados entre sí. La siguiente tabla nos da información respecto de los valores mínimos admitidos y los voltajes que se deben aplicar en los ensayos.

Tabla 10-1 Resistencia Mínima de Aislamiento

Voltaje nominal de los devanados en Volts.	**Mínimo voltaje de DC de prueba**	**Resistencia de aislamiento mínima recomendada en Megaohms.**	
		Transformadores en aceite	**Transformadore s secos**
0 - 600	1000	100	500
601 - 5000	2500	1000	5000

Mayor que 5000	5000	5000	25000

Con el objeto de establecer una referencia común de comparación, la siguiente tabla nos entrega los factores de corrección para distintas temperaturas.

Tabla 10-2 Factores de corrección para temperatura a 20 ºC.

Temperatura		**Factor**	
°C	**°F**	**Transformadores en aceite**	**Aparatos con aislamiento sólido**
-10	14	0.125	0.25
-5	23	0.180	0.32
0	32	0.25	0.40
5	41	0.36	0.50
10	50	0.50	0.63
15	59	0.75	0.81
20	68	1.00	1.00
25	77	1.40	1.25
30	86	1.98	1.58
35	95	2.80	2.00
40	104	3.95	2.50
45	113	5.60	3.15
50	122	7.85	3.98
55	131	11.20	5.00
60	140	15.85	6.30
65	149	22.40	7.9
70	158	31.75	10.00
75	167	44.70	12.60
80	176	63.50	15.80
85	185	89.79	20.00
90	194	127.00	25.20
95	203	180.00	31.60
100	212	254.00	40.00
105	221	359.15	50.40
110	230	509.00	63.20

Formula:

$R_c = R_a \times K$

Donde: R_c Es la resistencia corregida a 20 ºC

R_a Es la resistencia obtenida en la prueba

K Factor Multiplicador

Ejemplo: Resistencia obtenida a 40 ºC
R_a = 2 megohms a 40 ˚C
K = 3.95
$R_c = R_a \times K$
$R_c = 2.0 \times 3.95$
R_c = 7.90 megohms a 20 ˚C

Durante este ensayo, deberá obtenerse el índice de polarización para cada una de las mediciones y se deberá verificar que éste no debe ser inferior a 1.

10.3 Medidas De Factor De Potencia De Aislamiento.

Otro de los ensayos recomendados de realizar periódicamente, es la medida del factor de potencia de aislamiento. Valores máximos tolerados se entregan en la tabla 10-3.

Tabla 10-3 Valores Máximos de Factor de Potencia de Aislamiento

	Transformadores en Aceite	**Transformadores en Silicona**
Transformadores de Potencia	2.0%	0.5%
Transformadores de Distribución	3.0%	0.5%

10.4 Resistencia De Aislamiento Del Núcleo y Prueba De Conexión Indeseada a Tierra.

En general el núcleo de los transformadores, debe tener tan solo una conexión con el tanque de tierra. Cuando el núcleo presenta dos puntos conectados al tanque, aparecen corrientes de circulación entre el núcleo y el tanque. Estas corrientes desarrollan calor y generan gases.

La prueba de resistencia de aislamiento del núcleo se usa si se sospecha de una conexión inadvertida a tierra o al tanque.

Estas conexiones indeseadas pueden ser advertidas por un DGA. Los tipos de gases presentes son el etano y/o etileno y posiblemente metano.

Estos gases podrían también estar presentes, si existe una mala conexión en la parte inferior de un bushing o un mal contacto en un cambiador de tap. Además, esta prueba sólo es necesaria, si la resistencia de devanados y cambiadores de taps están buenas.

La conexión del núcleo a tierra (cuando ésta existe) debe ser desconectada. En algunos transformadores no se tiene acceso exterior para llegar a la conexión del núcleo y en algunos casos debe drenarse algo de aceite. Se requiere de un megóhmetro estandar, el cual se conecta entre el núcleo y el tanque. Un transformador nuevo, debería tener alrededor de 1000 Megohms. Un transformador usado, debería tener alrededor de 100 Megohms. Valores inferiores a cien megohms, indican un deterioro del aislamiento entre el núcleo y tierra. Una resistencia de menos de diez Megohms, causa corrientes de circulación que pueden ser destructivas y deben ser investigadas.

10.5 Medida De Razón De Transformación.

Esta es una medida que tiende a verificar la razón de transformación de un transformador en cada uno de sus taps. Los valores obtenidos para cada par de devanados de una pierna, deben compararse con las pruebas de fábrica y no pueden tener una desviación mayor a 0,5% respecto de las fases laterales o respecto de razones calculadas. Esta prueba, nos puede indicar la presencia de espiras en cortocircuito y debe analizarse en conjunto con un DGA.

10.6 Medida De Corriente De Excitación.

Nos da una medida del estado del núcleo. Se efectúan pruebas por fase y se debe esperar, en el caso de transformadores tipo columna, que las corrientes asociadas a las piernas laterales deben ser iguales entre sí y menor que la pierna central.

10.7 Ensayo de Análisis de Respuesta de Frecuencia FRA.

Un transformador puede experimentar problemas mecánicos tales como: deformación de bobinas, desplazamientos del núcleo, etc.

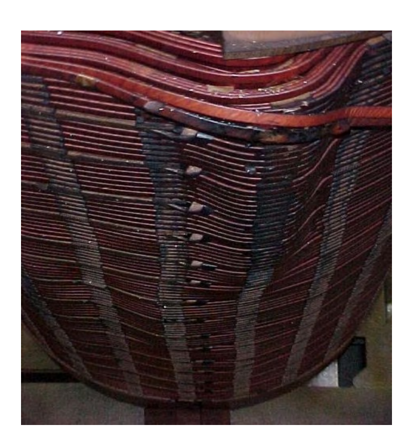


Figura 10-1 Bobina deformada.

Las causas de estas anomalías pueden tener diversos orígenes. Un mal ensamblaje en la fabricación, problemas en el transporte, experimentar corrientes de cortocircuito externos durante la operación, etc.

Este tipo de fallas son difíciles de detectar con los ensayos hasta ahora mostrados. Un método de detección efectivo es el análisis de respuesta de frecuencia (Frequency Response Analysis, FRA).

Los problemas que se detectan pueden ser los siguientes:

- Deformaciones en bobinados y desplazamientos.
- Colapso parcial de bobinados.
- Cortocircuito y apertura de bobinas.
- Movimientos de núcleo.
- Puesta a tierra de núcleo con fallas.
- Pandeo de flejes de fijación.
- Estructuras de fijación rotas.
- Vueltas cortocircuitadas y bobinados abiertos.

El método se basa en un circuito equivalente con parámetros distribuidos del transformador. En este circuito se consideran todas las capacidades, inductancias y resistencias óhmicas.

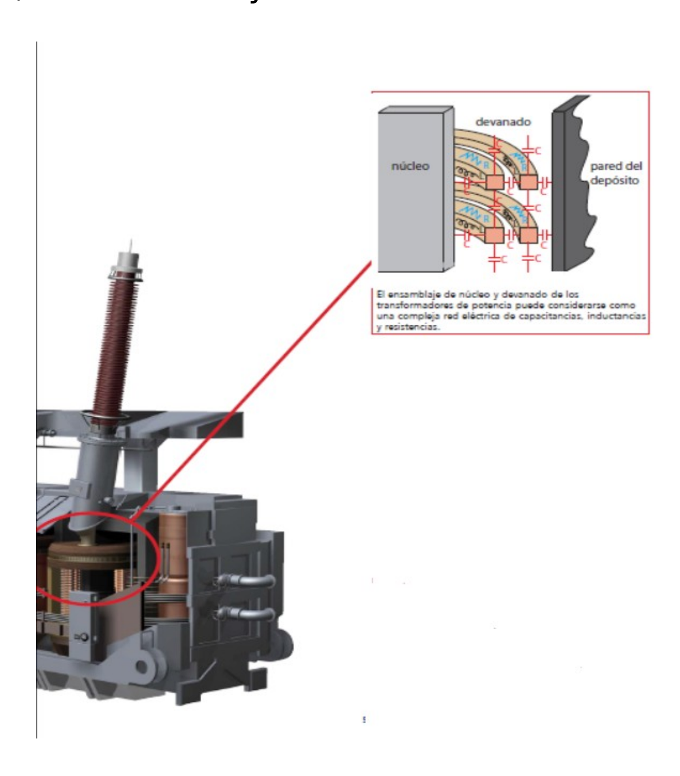


Figura 10-2 Parametros distribuidos de un transformador.

La figura 10-2 muestra un detalle, donde se especifican las capacidades respecto de la cuba, capacidades entre espiras, capacidades respecto del núcleo, inductancias y resistencias.

Cualquier deformación de las bobinas, anomalías del núcleo, afectarán el valor de estos parámetros, siendo esto la base del método de análisis de frecuencia.

En la actualidad existen dos modalidades de este método: El método de impulso de bajo voltaje I-FRA y el método de barrido de frecuencia S-FRA.

Método I-FRA

El método I-FRA consiste en inyectar un impulso de bajo voltaje y, ocupando la transformada de Fourier , se grafica la respuesta en frecuencia de la impedancia a este impulso.

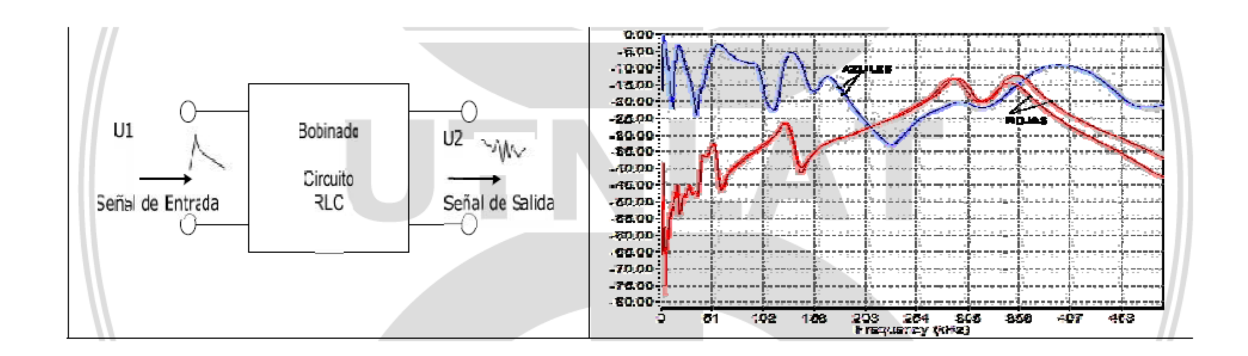


Figura 10-3 Respuesta de frecuencia a impulso de voltaje.

La figura 10-3 muestra la respuesta en frecuencia a un impulso de voltaje. Esta respuesta, si no existen problemas, no debe variar en un transformador constituyendo una huella de él. La gráfica muestra dos señales azules superpuestas que corresponden a dos devanados de un transformador. La señal roja corresponde al tercer devanado y es completamente diferente a las anteriores indicando que hay problemas en él.

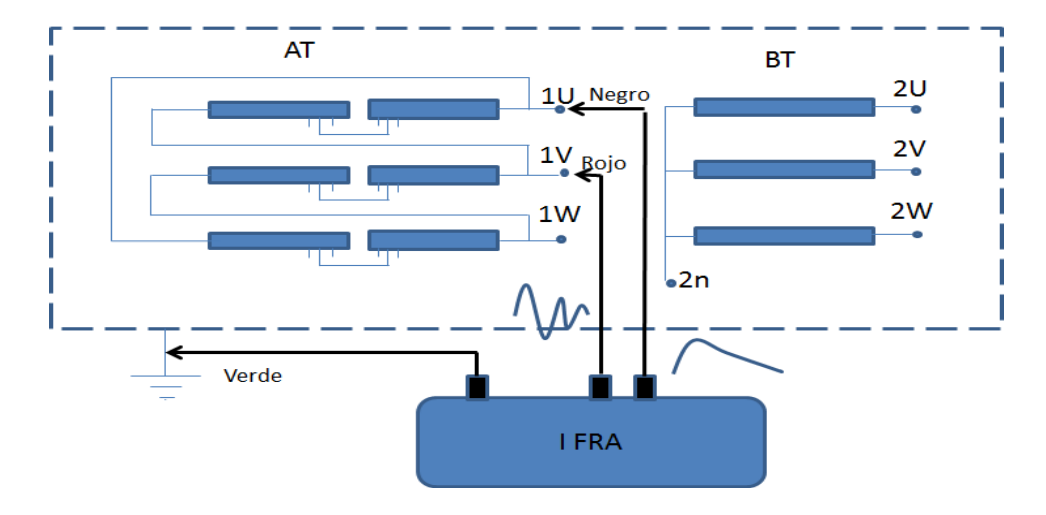


Figura 10-4 Conexionado IFRA

La figura 10-4 muestra la forma de conexión para un ensayo de IFRA.

Método S-FRA

En este caso se inyecta un voltaje de amplitud constante y de frecuencia variable. Se grafica la respuesta de la ganancia de impedancia frente al barrido de frecuencia.



Figura 10-5 Respuesta a un barrido de frecuencia.

10.8 Resumen De Ensayos A Realizar.

A continuación se entrega un detalle de los distintos ensayos asociados a los transformadores de potencia y sus frecuencias de ejecución recomendadas.

Tabla 10-4 Resumen de Ensayos de Transformadores.

Elementos a probar	Prueba a desarrollar	Frecuencia
Devanados	Resistencia de devanados Razón de vueltas/Polaridad/Conexión angular Corriente de excitación en todos los taps Resistencia de aislamiento a tierra (megohmetro) Capacitancia (Doble) Factor de Potencia/ Factor de Disipación (Doble) Termografía	Anual
Bushings	Capacitancia (Doble) Pérdidas Dieléctricas (Doble) Factor de Potencia / Factor de	Anual

	Disipación (Doble) Temperatura (Termografía) Nivel de aceite Inspección Visual (Trizaduras y suciedad)	
Análisis de gases disueltos DGA en el aceite	Análisis de gases disueltos Rigidez Dieléctrica Tensión Interfasial Número de Acidez Inspección Visual Color Contenido de humedad Inhibidor de oxidación Factor de potencia / Factor de disipación	Los DGAs se harán Anualmente. Si se ha detectado algún problema estos se harán semanales e incluso diarios. Los físico-químicos se harán anualmente
Cambiadores de Tap bajo carga	Presión de contactos y continuidad Temperatura (Termografía) Relación de vueltas en todas las posiciones Tiempo de cambio Corriente de motor eléctrico Operación y continuidad de Limit Switch Revisión Nivel y Estado Aceite Caja Engranajes Lubricación del Eje de Transmisión	Anualmente
Cambiadores de Tap sin carga	Presión de contactos y continuidad Relación de vueltas en todas las posiciones Inspección Visual	Anualmente

Núcleo	Resistencia de aislamiento entre el núcleo y tanque-tierra	Cada tres años ó según lo estipule un DGA
Tanque y accesorios	Dispositivos indicadores de presión/Vacío/Temperatura - Calibración Termografía (Infrarroja) Inspección Visual (Fugas y corrosión)	Anualmente
Conservador	Inspección Visual (Fugas y corrosión)	Mensualmente
Secador de aire	Verificar color de sílica gel Válvulas en posición apropiada	Mensualmente
Relé de presión súbita	Calibración y continuidad	Anualmente
Relé Buchholz	Calibración y continuidad	Anualmente
Sistema de enfriamiento	Termografía (Infrarroja)	Semestralmente
Radiadores	Limpieza Inspección Visual (Fugas, limpieza y corrosión)	Mensualmente
Ventiladores	Controles Inspección Visual y ruidos inusuales	Mensualmente

Bombas	Rotación e indicadores de flujo Corriente de carga de Motores	Mensualmente
Sistema de incendio de transformador	Es una prueba con flujo de agua, para verificar la operación de los sprinklers, escurrimiento del agua al depósito separador agua aceite, comprobación de hermeticidad de gabinetes eléctricos.	Prueba anual, requerida por las Coberturas de Seguros.
Sistema de drenaje para prevención de congelación	Se verifica la operación temporizada de las válvulas de drenaje del sistema de enfriamiento de transformador. Prueba anual, en nuestro caso fundamental antes del invierno.	Prueba anual, en nuestro caso fundamental antes del invierno
Purificador de aceite del cambiador de tomas bajo carga	Revision de la operación de la bomba y cambio de filtro.	Prueba anual
Relé diferencial de presión agua aceite	Verificacion de su funcionamiento	Prueba semestral.

.

BIBLIOGRAFÍA

[1] Gallo Martínez, Ernesto, Ing., Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo, Transequipos LTDA., Colombia, 0ctubre de 1998.

[2] Los Conce S.A., Mantenimiento de Transformadores e Introducción a nuevas Tecnologías de Reingeniería, Buenos Aires, Argentina, 2005.

[3] Hidroelectric Research and technical service group D 8450, Transformer Maintenance, Estados Unidos, Octubre de 2000.

[4] Raymund Chang, Quimica, Septima Edición, Editorial MC Graw Hill

[5] Inducor Ingeniería S.A., Universidad Tecnologica Nacional, Republica de Argentina, Laboratorio de Investigaciones y Ensayos de Altas Tensiones, Transformadores de Potencia y Distribución, Ensayos de Respuesta en Frecuencia, Septiembre 2007.

[6] Norma IEEE.- C.57.104.1991 Guía para la Interpretación de Gases Generados en Transformadores Sumergidos en Aceite. Año 1991.

[7] Apuntes Personales.

Figura o Foto	Fuente
Figura N°1-1 modelo básico de transformador monofásico.	**Elaborado por el autor**
Figura N° 1-2 Modelo de transformador real.	**Elaborado por el autor**
Figura N° 1-3 Circuito Equivalente de un transformador.	Elaborado por el autor
Figura N° 1-4 Circuito Equivalente aproximado de un transformador.	Elaborado por el autor
Figura N° 1-5 Circuito equivalente aproximado resumido de un transformador	Elaborado por el autor
Figura N° 2-1 Construcción de un devanado helicoidal.	http://www.directindustry.es/prod/eremu/transformadores-trifasicos-67007-592258.html
Figura N° 2-2 Conductores para devanados	http://sistemamid.com/preview.php?c=92906
Figura N° 2-3 a y b. Bobinado helicoidal para BT.	Foto de catálogo de transformadores IMEFY
Figura N° 2-6 Núcleo tipo columna.	Elaborado por el autor
Figura N° 2-7 Núcleo tipo acorazado.	Elaborado por el autor
Figura N° 2-8 Corrientes de Foucault en laminados	Elaborado por el autor
Figura N° 2-9 Cortes a 45° y en step-lap	Elaborado por el autor
Figura N° 2-10a Bushing para BT Figura N° 2-10b Bushing para AT	Fotos del autor
Figura N° 2-11 Distintos tipos de bushings.	Catálogo ABB Power Tecnologies
Figura N° 3-4 Partículas Polares Orientadas según Campo Eléctrico E.	Elaborado por el autor
Figura N° 3-4 Representaciones para el hidrocarburo isoparafinico.	Elaborado por el autor
Figura N° 3-5 Representación para el hidrocarburo Naftenico	Elaborado por el autor
Figura N° 3-6 Representación para el hidrocarburo Aromático	Elaborado por el autor
Figura N° 3-7 Interfase Líquido Aceite.	Elaborado por el autor
Figura N° 3-10 Tensión Interfasial, número de Acidez V/S años de servicio.	Hidroelectric Research and technical service group D 8450, Transformer Maintenance.
Figura N° 3-11 Factor de Potencia Del Aceite Dieléctrico	Elaborado por el autor
Figura 4-1 Transformador con conservador y respiración libre.	Elaborado por el autor
Figura 4-2 Transformador con Diafragma.	Elaborado por el autor
Figura 4-3 Transformador con Conservador y pulmón.	Elaborado por el autor
Figura 4-4 Transformador Presurizado Con Nitrógeno.	Elaborado por el autor
Figura 5-1 Transformador Con Clase OA	Hidroelectric Research and technical service group D 8450, Transformer Maintenance.
Figura 5-2 Transformador Con Clase OA/FA.	Hidroelectric Research and technical service group D 8450, Transformer Maintenance.
Figura 5-3 Indicador de Temperatura de aceite.	Elaborado por el autor

Figura 5-4 Indicador de Temperatura De Devanados ó de Imagen térmica.	Elaborado por el autor
Figura 5-5 Indicador de Nivel de Aceite.	Elaborado por el autor
Figura 5-6 Relé de presión súbita	Elaborado por el autor
Figura 5-7 Relé Buchholz.	Elaborado por el autor
Figura 5-8 Válvula Alivio de Presión	Elaborado por el autor
Figura 5-9 Relé Falla Pulmón.	Elaborado por el autor
Figura 5-10 Diagrama básico Cambiador de taps	Elaborado por el autor
Figura 5-11 Transformador con cambiador de taps manual sin tensión.	Elaborado por el autor
Figura 5-13 Cambiador de taps bajo carga de diseño interior.	Catálogo MR
Figura 5-14 Secuencia de conmutación de un cambiador marca MR	Catálogo MR
Figura 6-1 Cantidad máxima de agua que podría estar disuelta en el aceite v/s temperatura	Hidroelectric Research and technical service group D 8450, Transformer Maintenance
Figura 6-2 Curvas de porcentaje de saturación del aceite dieléctrico	Hidroelectric Research and technical service group D 8450, Transformer Maintenance
Figura 6-3 Distribución de agua en el papel	Hidroelectric Research and technical service group D 8450, Transformer Maintenance.
Figura 6-4 Multiplicadores de Myers v/s Temperatura	Hidroelectric Research and technical service group D 8450, Transformer Maintenance.
Figura 7-1 Chequeo Relé de presión súbita.	Elaborado por el autor
Figura 7-2 Manómetro Vacío/Presión.	catálogo Qualitrol
Figura 8-1 Temperatura de descomposición del aceite V/S Gases generados	Hidroelectric Research and technical service group D 8450, Transformer Maintenance.
Figura 8-1 Triángulo de Duval.	http://meecr.blogspot.com/2009/02/mantenimiento-del-transformador-como.html
Figura 9-2 Ejemplo análisis de falla usando Triángulo de Duval.	Elaborado por el autor
Figura 10-2 Parametros distribuidos de un transformador.	Catálogo Omicron
Figura 10-3 Respuesta de frecuencia a impulso de voltaje.	Catálogo Inducor
Figura 10-4 Conexionado IFRA	Catálogo Inducor
Figura 10-5 Respuesta a un barrido de frecuencia.	Catálogo Omicron